

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА**

Методичні вказівки

до самостійного вивчення курсу

**ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

*(для студентів заочної форми навчання  
за напрямом підготовки "Будівництво" зі спеціалізації  
"Технічне обслуговування, ремонт та реконструкція будівель")*

**Харків – ХНУМГ ім. О. М. Бекетова – 2016**

Методичні вказівки до самостійного вивчення курсу «Електропостачання» (для студентів заочної форми навчання за напрямом підготовки "Будівництво" зі спеціалізації "Технічне обслуговування, ремонт та реконструкція будівель") / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, уклад.: А. В. Хитров, О. Ю. Поліщук, Д. В. Рум'янцев. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 49 с.

Укладачі: А. В. Хитров  
О. Ю. Поліщук  
Д. В. Рум'янцев

Рецензент: канд. техн. наук, доц. І. Г. Абраменко

Рекомендовано кафедрою «Електропостачання міст», протокол засідання № 6 від 26.06.2013 р.

## Зміст

Вступ.....	4
1 Загальні відомості про електричні мережі.....	5
1.1 Основні поняття та визначення.....	5
1.2 Споживачі електроенергії.....	6
1.3 Електричні мережі.....	13
2 Експлуатація силових трансформаторів.....	33
2.1 Загальна характеристика силових трансформаторів.....	33
2.2 Контроль технічного стану трансформаторів.....	35
Список джерел.....	49

## Вступ

Викладання дисципліни «Електропостачання» спрямоване на формування у студентів знань та вмінь, пов'язаних з ефективною експлуатацією систем електропостачання будівель. В курсі розглянуті питання монтажу, налагоджування та технічної експлуатації підстанційного обладнання та розподільних пристроїв, повітряних та кабельних ліній електропередачі, пристроїв релейного захисту та автоматики, а також основи експлуатації ізоляційних конструкцій та техніки експлуатаційних вимірювань.

В методичних вказівках до самостійного вивчення курсу розглянуті питання, які недосить докладно висвітлені на лекціях.

## 1 Загальні відомості про електричні мережі

### 1.1 Основні поняття та визначення

*Електрична мережа* є сукупністю сполучених між собою підстанцій (ПС) і ліній електропередачі (ЛЕП).

Розрізняють такі види електричної мережі: *системоутворювальна* – електрична мережа, що об'єднує електростанції та забезпечує їхнє функціонування як єдиного об'єкта управління, одночасно здійснюючи видачу потужності електростанцій; *розподільна* – електрична мережа, що забезпечує розподіл електроенергії від джерел живлення (ДЖ).

*Джерелом живлення* називається розподільний пристрій (РП) електростанції або РП вторинної напруги ПС, від якого постачаються енергією мережі цієї напруги.

*Підстанцією* називається електроприлад, призначений для перетворення та розподілу електроенергії. Знижувальна ПС, що перетворює напругу до рівня, за якого електроенергія споживається електроприймачами, умовно позначається ТП (трансформаторна підстанція).

*Приймачем електричної енергії*, або електроприймачем (ЕП) називається апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії на інший вид енергії.

Примітка. Електроенергія може розподілятися не лише на ПС, але й на *розподільних пунктах* – пристроях, призначених для прийому і розподілу електроенергії на одному класі напруги (без перетворення і трансформації), що не входять до складу ПС.

*Лінією електропередачі* називається електроприлад, призначений для передачі електроенергії.

*Споживачем електроенергії* (ЕС) називається ЕП або група ЕП, об'єднані загальним технологічним процесом і розташовані на певній території.

Окрім перерахованих понять і визначень, у технічній літературі широко застосовуються терміни: *електроприлад* – сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного устаткування (разом зі спорудами і приміщеннями, у яких вони встановлені), призначені для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електроенергії та перетворення її на інший вид енергії; *електропостачання* – забезпечення споживачів електроенергією; *система електропостачання* – сукупність електроприладів, призначених для забезпечення споживачів електроенергією.

## 1.2 Споживачі електроенергії

### Класифікація споживачів

Основними споживачами активної та реактивної потужностей є промисловість і будівництво, сільськогосподарське виробництво, електрифікований транспорт, споживачі побуту і сфери обслуговування в містах і сільській місцевості [6].

Залежно від експлуатаційно-технічних ознак ЕС усі споживачі систематизуються:

1) *за режимом роботи ЕС:*

- із тривало незмінним або малозмінним навантаженням, за якого вони можуть працювати тривалий час без підвищення температури окремих своїх частин понад допустиму;

- із короткочасним навантаженням, за якого за час роботи температура їхніх окремих частин не досягає сталого значення, а в період відключення вони практично встигають охолотитися до температури довкілля;

- із повторно-короткочасним навантаженням, за якого робочі періоди ЕС чергуються з короткочасними періодами відключення, а тривалість усього циклу не перевищує 10 хв; при цьому нагрів не перевищує допустимого, а охолодження не досягає температури довкілля;

2) *за потужністю та напругою ЕС:*

- велика потужність (80–100 кВт і вище) напругою 6–10 кВ;

- мала та середня потужності (нижче 80 кВт) напругою 0,38–0,66 кВ;

3) *за родом струму ЕС:*

- змінний струм частотою 50 Гц;

- змінний струм підвищеної або зниженої частоти;

- постійний струм.

4) *за необхідним ступенем надійності живлення ЕС* залежно від наслідків, які можуть мати місце при раптовому припиненні подачі електроенергії, поділяються на три категорії.

Для ЕС I категорії перерва електропостачання може спричинити небезпеку для життя людей, значний збиток господарству, пошкодження дорогого основного устаткування, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. До цієї категорії належать ЕС операційних лікарень, шахт, копалень, залізниць, доменних і електролізних цехів, телевізійних центрів, радіостанцій, центральних вузлів радіозв'язку і телеграфу, телефонних станцій, водопроводу та каналізації, метро, споруд і об'єктів із масовим скупченням людей, що діють при штучному освітленні (театри, центральні універмаги, стадіони тощо.), а також сукупність міських споживачів із загальним навантаженням більше 10 МВА і тваринницькі комплекси, що виробляють продукцію на промисловій основі.

Із складу ЕС I категорії виділяється особлива група ЕС, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва, щоб запобігати загрозі життя людей, вибухам, пожежам і пошкодженням дорогого основного устаткування.

Для ЕС II категорії перерва електропостачання призводить до масової недовидачі продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів. До цієї категорії належать ЕС цехів масового потокового виробництва машинобудівної промисловості, підприємства легкої промисловості, водопровідні й каналізаційні підкачування, крупні магазини, фабрики-пральні, будівлі висотою більше п'яти поверхів, багатоквартирні будинки з електроплитами, адміністративно-суспільні, лікувальні, дитячі установи, школи та навчальні заклади, групи міських споживачів із загальним навантаженням від 300 до 1000 кВА.

До ЕС III категорії належать усі останні ЕС, що не відповідають визначенням I і II категорій. Це ЕС допоміжних цехів підприємств, невеликих селищ і т.д.

Електропостачання ЕС I категорії має забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ, і перерва в енергопостачанні може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Незалежним ДЖ називається джерело, на якому зберігається напруга при її зникненні на інших джерелах. До незалежних ДЖ належать дві секції системи шин електростанції або ПС за одночасного виконання таких умов:

1) кожна з секцій або систем шин, у свою чергу, має живлення від незалежного джерела;

2) секції або система шин не сполучені між собою або мають зв'язок, що автоматично відключається при порушенні нормальної роботи однієї з секцій або систем шин.

Електропостачання особливої групи ЕС I категорії має передбачатися від трьох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ. У якості третього незалежного ДЖ для особливої групи ЕС і другого незалежного ДЖ для останніх ЕС I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї.

Електропостачання ЕС II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ, і перерва в їхньому електропостачанні може бути допущена на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Допускається живлення ЕС II категорії по одній ПЛ, у тому числі з кабельною вставкою, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби. Допускається живлення ЕС II категорії по одній КЛ, яка складається не менш ніж із двох кабелів, приєднаних до одного загального апарата. За наявності централізованого

резерву трансформаторів і можливості заміни трансформатора, що пошкодився, за час не більше 1 доби допускається живлення ЕС II категорії від одного трансформатора.

Електропостачання ЕС III категорії може виконуватися від одного ДЖ за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента, не перевищують 1 доби.

### Характеристика основних типів електроприймачів

Властивості ЕС, увімкнених у мережу, обумовлюють характер навантаження мережі та її техніко-економічні показники, здійснюють безпосередній вплив на якість електроенергії. Так, ЕС, що створюють нерівномірні за фазами навантаження, викликають несиметрію струмів і напруги; нелінійні ЕС, становлячи джерела вищих гармонік струмів і напруги в електричних мережах, збільшують відхилення напруги, втрати потужності й енергії в мережі, нагрів машин; через вплив струмів вищих гармонік, окрім цього, відбуваються пошкодження конденсаторів.

Електроприймачі з різко змінним поштовховим навантаженням створюють у мережах коливання напруг, які призводять до мигання ламп, відмови від роботи електронної апаратури, погіршення роботи двигунів. Періодичне ударне навантаження великої потужності може викликати періодичні коливання частоти обертання двигунів (гойдання). Якщо потужність двигунів порівнянна з потужністю системи, то виникають гойдання генераторів.

Таким чином, для нормальної роботи мереж, поліпшення їхніх техніко-економічних показників і стабілізації параметрів електроенергії залежно від характеру увімкнених ЕС мають вживатися ті або інші технічні заходи. При цьому в мережах із несиметричними навантаженнями можуть бути використані симетрувальні пристрої, у мережах з нелінійними приладами – поперечні фільтри, що налаштовуються на певні частоти. Для зниження впливу коливань напруги можуть бути застосовані швидкодіючі статичні тиристорні пристрої або установки подовжньо-ємкісної компенсації, використані раціональні схеми електропостачання (наприклад, роздільне живлення силових і освітлювальних ЕС). Аби уникнути гойдань, зменшують електричну віддаленість двигунів потужних ударних навантажень від ДЖ із постійною частотою обертання. Для цього використовують подовжньо-ємкісну компенсацію.

Для мереж з ЕС, які споживають значну реактивну потужність, має бути розглянута можливість застосування відповідних засобів для її компенсації.

Особливості роботи ЕС мають враховуватися при проектуванні, аналізі режимів, а також експлуатації мереж, від яких живляться ці ЕС. Нижче наводяться деякі показники роботи основних типів ЕС.



Освітлювальні ЕС. Для електричного освітлення застосовують два типи джерел світла: лампи розжарювання та газорозрядні люмінесцентні для ламп низького тиску і ртутні високого тиску з виправленою кольоровістю.

*Лампи розжарювання* загального призначення випускаються потужністю 40–1500 Вт, відрізняються простотою конструкції, безперервним спектром світла, зручністю в експлуатації й вживаються переважно в освітлювальних установках житлових будівель, використовуються для місцевого освітлення й освітлення вибухонебезпечних приміщень. Недоліками ламп розжарювання є низькі значення ККД і терміну служби.

*Газорозрядні лампи* мають високу світлову віддачу, вони значно економніші за лампи розжарювання, проте для їхнього ввімкнення потрібна спеціальна пускорегулювальна апаратура, що призводить до додаткових втрат потужності, зниження коефіцієнта потужності, збільшення вартості світильників.

*Люмінесцентні лампи* низького тиску широко застосовуються для освітлення виробничих і суспільних будівель. Окрім необхідності в пускорегулювальних апаратах, до їхніх недоліків відносять значну вартість, великі розміри, що обмежують потужність ламп (15–200 Вт), і залежність терміну служби від частоти вмикань, коливань напруги, температури довкілля.

*Дугові ртутні люмінесцентні лампи високого тиску* з виправленою кольоровістю типу ДРЛ випускаються потужністю 80–1000 Вт. Вони мають високу світлову віддачу, займають порівняно невеликий об'єм, високоекономічні, їхні параметри не залежать від температури довкілля, що дозволяє використовувати їх для освітлення вулиць і площ у великих містах.

*Електричні світильники* є однофазним навантаженням, але при правильному їхньому розподілі між фазами можна досягти практично рівномірного навантаження за фазами. Значення освітлювального навантаження змінюється залежно від часу доби, року й географічного положення. Коефіцієнт потужності ламп розжарювання дорівнює 1, газорозрядних ламп 0,5–0,6. Для зниження споживаної цими лампами реактивної потужності її компенсують за допомогою конденсаторів, що встановлюються біля кожного світильника або для групи світильників. При вмиканні газорозрядних ламп у мережу з'являються вищі гармоніки струму.

*Силові загальнопромислові установки.* Під *загальнопромисловими* розуміють такі установки, які є на всіх промислових підприємствах, незалежно від специфіки їхнього виробництва. До силових загальнопромислових установок належать компресори, вентилятори, насоси, підйомно-транспортні пристрої. Основними силовими ЕС цих установок є двигуни, переважно асинхронні.

Двигуни компресорів, вентиляторів і насосів працюють у тривалому режимі і, здебільшого, належать до ЕС першої категорії. Вони створюють симетричне за фазами навантаження. Потужність – до 1000 кВт, напруга 0,22–10 кВ, коефіцієнт потужності 0,8–0,85.

Для приводу крупних насосів, компресорів і вентиляторів можуть використовуватися синхронні двигуни, що працюють із випереджаючим коефіцієнтом потужності.

Двигуни підйомно-транспортних пристроїв у поворотно-короткочасному режимі можуть живитися змінним струмом частотою 50 Гц або постійним струмом. Для них характерні часті поштовхи навантаження. Навантаження на боці змінного струму майже симетричне за фазами, коефіцієнт потужності 0,3–0,8. Підйомно-транспортні пристрої належать до ЕС першої або другої категорії.

Перетворювальні установки. Ці установки призначені для перетворення трифазного струму на постійний або трифазного струму промисловою частотою 50 Гц на три- або однофазний струм зниженої, підвищеної або високої частот. Перетворювальні установки використовуються в електролізному, гальванічному та прокатному виробництвах, електротязі, деяких видах електрозварювання та ін. Залежно від типу перетворювача розрізняють установки напівпровідникові, з ртутним або механічним випрямлячами, з двигунами-генераторами. Перетворювальні установки можуть мати велику одиничну потужність. Наприклад, напівпровідникові перетворювачі тиристорів у прокатному виробництві металургійних підприємств працюють при струмі 10000 А і напрузі 1050 В, в електролізному виробництві хімічної промисловості – при струмі 50000 А і напрузі 450 В. Перетворювальні установки є нелінійними навантаженнями і, окрім спотворення форми кривої напруги, характеризуються великими втратами реактивної потужності. У деяких випадках (наприклад, в електропотягах великої потужності з вентилями) створюють ще й несиметрію навантаження. Належать до ЕС першої або другої категорії.

Прилади електрозварювань. Розрізняють прилади електрозварювань змінного або постійного струму. Прилад *постійного струму* складається із зварювального генератора постійного струму і двигуна змінного струму з коефіцієнтом потужності 0,7–0,8 (при холостому ході до 0,4). Навантаження в живильній мережі змінного струму за режимом роботи – змінне, за фазами розподіляється рівномірно. Вхідні у прилад випрямлячі створюють нелінійність.

Прилади електрозварювань змінного струму мають потужність до 1500 кВт, напругу 220 В (50 Гц). Вони працюють у повторно-короткочасному режимі і є однофазним нерівномірним навантаженням у вигляді зварювальних трансформаторів для дугового зварювання і зварювальних апаратів для контактного зварювання. Коефіцієнт потужності 0,3–0,35 для дугового зварювання і 0,4–0,7 – для контактного. Зварювальні прилади спричиняють значні коливання напруги в мережах. Належать до ЕС другої категорії.

Прокатні прилади. Електроприводи сучасних прокатних установок відрізняються великою потужністю і великою кількістю електродвигунів.

Наприклад, для слябінга 1150 використовуються 400 двигунів загальною потужністю 35 МВт.

Навантаження прокатних приладів за характером періодичне, різкозмінне, ударне з накидами реактивної потужності при прокаті металу; при ввімкненні перетворювачів – нелінійне.

Електричні печі й електротермічні прилади. Ці пристрої служать для нагріву, розплавлення металів, гартування і т.д. За способом перетворення електричної енергії на теплову розрізняють печі опору, індукційні печі, дугові печі та печі зі змішаним нагрівом.

У *печах опору* нагрів виробу здійснюється від спеціальних нагрівальних елементів або за рахунок струму, що пропускається через виріб. Печі випускаються одно- і трифазними, потужністю від одиниць до декількох тисяч кіловат, коефіцієнт потужності 0,7–1; живляться вони струмом промислової частоти 50 Гц при напрузі 380 В. Належать до ЕС другої категорії.

В *індукційних печах* використовується тепло, що виділяється при проходженні індукційного струму; вони застосовуються для плавлення кольорових металів і їхніх сплавів, виплавки високоякісної сталі, гарту, крізного нагріву діелектриків. Печі конструюються одно-, дво- і трифазними, потужністю до декількох тисяч кіловат. Живлення здійснюється струмом промислової частоти 50 Гц при напрузі 380 В і вище, а також струмом підвищеної частоти 500–10000 Гц від тиристорних або електромашинних перетворювачів. Вони є нелінійними навантаженнями з високим споживанням реактивної потужності (коефіцієнт потужності 0,05–0,25). Належать до ЕС другої категорії.

У *дугових печах* нагрівання й розплавлення металу здійснюється теплом, що виділяється електричною дугою, яка горить між вугільними електродами або між електродом і розтоплюваним металом. Це сталеплавильні печі або печі для виплавки міді та її сплавів. Живлення здійснюється трифазним струмом промислової частоти від спеціальних пічних трансформаторів або постійним струмом від електромашинних перетворювачів і напівпровідникових випрямлячів. Дугові печі є різко-змінними нелінійними навантаженнями із значним вжитком реактивної потужності, що викликають, окрім спотворення форми кривої, несиметрію й коливання напруг. Належать до ЕС першої категорії.

До *печей зі змішаним нагрівом належать* рудотермічні печі та печі електрожужільної переплавки. Рудотермічні печі, у яких матеріал нагрівається теплом, що виділяється при протіканні струму по шихті, використовуються для здобуття феросплавів, корунду, виплавки чавуну, свинцю, сублімації фосфору. У печах електрожужільної переплавки, які використовуються для здобуття високоякісних сталей і спеціальних сплавів, нагрівання здійснюється за рахунок тепла, що виділяється в жужелі при проходженні по ній струму. Жужіль розплавляється теплом електричної дуги. Печі зі змішаним нагрівом живляться струмом промислової частоти через знижувальні трансформатори. Виконуються здебільшого однофазними з коефіцієнтом потужності 0,85–0,95; є

несиметричними навантаженнями. Рудотермічні печі належать до ЕС другої категорії, печі електрожужільної переплавки – до ЕС першої категорії.

Побутові ЕС. До побутових ЕС належать:

- побутові машини (підлогонатирачі, пилотяги, вентилятори, пральні машини і т. п.) з асинхронними двигунами, що працюють при коефіцієнті потужності 0,6–0,7 і відносно нетривалий час протягом року;

- побутові апарати (холодильники, кондиціонери, трансформатори, стабілізатори напруги і т. п.). У холодильниках застосовуються асинхронні двигуни з коефіцієнтом потужності 0,56. Робота холодильників характеризується регулярним включенням і відключенням із сумарною тривалістю включеного стану приблизно 1200 год./рік. Кондиціонери повітря для житлових будівель обладнуються асинхронними двигунами з коефіцієнтом потужності 0,7–0,85 і у спекотні дні працюють із великою тривалістю (майже цілодобово);

- електричні нагрівальні прилади (стаціонарні кухонні плити, радіатори, що гріють панелі й підлоги, водонагрівальні колонки та переносні електроплити, праски і т. д.). Нагрівальні прилади споживають практично лише активну потужність, працюють при напрузі 127 і 220 В, тривалість їхньої роботи залежить від багатьох умов, включаючи структуру тарифу на електроенергію;

- ЕС культурно-побутового призначення (телевізори, радіоприймачі, магнітофони, електропрогравачі й т.д.). Основний вплив на навантаження мережі здійснюють телевізори та радіоприймачі. Коефіцієнт потужності телевізорів при нормальній роботі дорівнює 0,9–0,92, проте при підключенні їх через стабілізатори коефіцієнт потужності комплекту телевізора – стабілізатор істотно погіршується.

У цілому склад побутових ЕС не лише кількісно, але і якісно впливає на навантаження мережі, оскільки сучасні побутові ЕС споживають значну реактивну потужність.

Технологічні устаткування в житлових і громадських будівлях. До технологічних установок у житлових будівлях належать ліфти, пожежні насоси, насоси водопостачання та інших сантехнічних установок. Навантаження цих силових ЕС становить більше 10 % загального навантаження будівлі висотою до п'яти поверхів і зростає при більшій поверховості будівель. Коефіцієнт потужності в середньому становить 0,7. Силове навантаження культурно-побутових, освітніх і комунальних установ сумірна з освітлювально-побутовим навантаженням житлових будівель. Його коефіцієнт потужності перебуває в межах 0,5–0,9.

### 1.3 Електричні мережі

#### Вимоги до розподільних електричних мереж

До електричних мереж, які служать для передачі електроенергії від місця виробництва до місця вжитку та розподілу електроенергії між споживачами, висуваються такі вимоги:

1) *забезпечувати надійне, а для ЕС I категорії безперебійне електропостачання.* Під надійністю мережі розуміють вірогідність безвідмовної її роботи впродовж заданого часу при забезпеченні необхідної якості електроенергії. Надійним вважається електропостачання, при якому в разі аварійних пошкоджень елементів мережі живлення ЕС відновлюється протягом часу, необхідного для виробництва ручних перемикань без виконання ремонту пошкодженого елемента. Безперебійним вважається електропостачання, при якому в разі аварійних пошкоджень живлення ЕС не порушується або має місце перерва в подачі електроенергії на час роботи автоматичних пристроїв;

2) *постачати ЕС електроенергію необхідної якості.* Якість електроенергії характеризується показниками, що визначають ступінь відповідності напруги та частоти в мережі їхнім нормованим значенням;

3) *задовольняти умови економічності споруди й експлуатації.* При цьому мають виконуватися також технічні вимоги, спрямовані на вживання найбільш досконалих технічних рішень і забезпечення якнайповнішого та раціональнішого використання устаткування. Економічність є найбільш загальним критерієм, що розглядається спільно з вимогами надійності електропостачання. Щоб мережа була економічною, необхідний вибір найбільш доцільних конфігурацій, напруги, перетинів дротів і т.д. Тому варіанти рішень оцінюються (порівнюються між собою) за встановленими наразі критеріями економічної ефективності капітальних вкладень.

Електричні мережі повинні *забезпечувати безпеку і зручність експлуатації, а також можливість розвитку без докорінного переоблаштування.* Обов'язковою умовою є *випереджаючий розвиток* електричних мереж в електроенергетиці (при випереджаючому розвитку енергетики в народному господарстві).

#### Класифікація розподільних електричних мереж

Електричні мережі класифікують за рядом показників, що характеризують як мережу в цілому, так і окремі її елементи.

1. За *струмом* розрізняють мережі змінного й постійного струму.

Трифазний змінний струм 50 Гц має ряд переваг порівняно з постійним:

1) можливість трансформації з однієї напруги на іншу в широких межах;

2) можливість передачі великих потужностей на великі відстані, що досягається трансформацією напруги генераторів у вищу напругу для передачі електроенергії по лінії та зворотною трансформацією високої напруги в низьку на приймальному пункті. За такого способу передачі електроенергії втрати в лінії зменшуються, оскільки вони залежать від струму в лінії, а струм за однієї і тієї ж потужності тим менший, чим вища напруга;

3) при трифазному змінному струмі конструкція асинхронних електродвигунів проста та надійна (немає колектора). Конструкція СГ змінного струму також простіша за генератор постійного струму (відсутній колектор та ін.);

До переваг постійного струму слід віднести:

1) відсутність реактивного складника струму (можливе повне використання ліній);

2) зручне і плавне регулювання у великих межах кількості обертів електродвигунів постійного струму;

3) великий початковий обертовий момент у серієсних двигунів, що широко вживаються в електротязі та кранах;

4) можливість електролізу та ін.

Поширеними є мережі трифазного змінного струму. При великій кількості ЕС однофазного струму від трифазної мережі робляться однофазні відгалуження.

Мережі постійного струму споруджуються для живлення промислових підприємств (електролізних цехів, електричних печей і т. д.), міського електротранспорту (трамвая, тролейбуса, метрополітену). Електрифікація залізничного транспорту здійснюється як на постійному, так і змінному струмі.

Постійний струм використовують також для передачі енергії на значні відстані, оскільки застосування змінного струму з цією метою пов'язане з труднощами забезпечення стійкої паралельної роботи генераторів електростанцій. Проте на постійному струмі при цьому працює лише лінія, на живильному кінці якої змінний струм перетворюється на постійний, а на приймальному кінці відбувається інвертування постійного струму на змінний.

Постійний струм може бути використаний в електропередачах змінного струму для організації зв'язку двох електроенергетичних систем у вигляді вставки постійного струму – електропередачі постійного струму «нульової довжини», коли дві системи з'єднуються між собою через вирівнювально-перетворювальний пристрій. При цьому відхилення частоти в кожній із систем майже не відбивається на потужності, що передається.

2. За *напругою* електричні мережі поділяються на мережі напругою до 1 кВ і вище 1 кВ.

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою, за якої забезпечується нормальна й найбільш економічна робота устаткування та ЕС.

Розрізняють номінальну напругу генераторів, трансформаторів, мереж і ЕС.

Номінальна напруга мережі збігається з номінальною напругою ЕС, а номінальна напруга генератора за умовами компенсації втрат напруги в мережі приймається на 5 % вище за номінальну напругу мережі.

Номінальна напруга трансформатора встановлюється для його первинної та вторинної обмоток при холостому ході. У зв'язку з тим, що первинна обмотка трансформатора є приймачем електроенергії, для знижувального трансформатора її номінальна напруга приймається рівною номінальній напрузі мережі. Напруга вторинної обмотки трансформатора, що живить мережу, при навантаженні повинна має на 5 % вище за номінальну напругу мережі. Оскільки при навантаженні відбувається втрата напруги в самому трансформаторі, то номінальна напруга (тобто напруга холостого ходу) вторинної обмотки трансформатора приймається на 10 % вище за номінальну напругу мережі.

У таблиці 1.1 наведена номінальна міжфазна напруга електричних мереж трифазного струму частотою 50 Гц.

Електричні мережі за напругою умовно поділяються на мережі низької (220–660 В), середньої (6–35 кВ), високої (110–220 кВ), надвисокої (330–750 кВ) і ультрависокої (1000 кВ і вище) напруги.

Таблиця 1.1 – Номінальна міжфазна напруга, кВ

Мережі та ЕС	Генератори та СК	Трансформатор і автотрансформатори				Найбільша робоча напруга електроус- таткування
		без РПН		з РПН		
		Обмотки		Обмотки		
		первинні	вторинні	первинні	вторинні	
(3)	(3,15)	(3); (3,15)	(3,15); (3,3)	–	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6	7,2
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11	12
20	21	20	22	20; 21	22	24
35		35	38,5	35; 36,75	38,5	40,5
110			121	110; 115	115; 121	126
(150)			(165)	(158)	(158)	(172)

Основна шкала напруги України: 10(6)/35/110(150)/330/750 кВ. У Луганській області використовується шкала 10(6)/35/110/220 кВ, у Закарпатській – 10(6)/35/110/220/400 кВ, у Східному Криму – 10(6)/35/110/220 кВ. Основними розподільними мережами є мережі 110 кВ (у Дніпропетровській, Запорізькій, Кіровоградській, Миколаївській і Херсонській областях і прилеглих до них районах – 150 кВ). На цій напрузі

здійснюється електропостачання промислових підприємств і вузлів, великих міст, електрифікація залізничного і трубопровідного транспорту, перший рівень розподілу електроенергії в сільській місцевості. Напруга 35 кВ використовується для створення центрів живлення (ЦЖ) мереж 6 і 10 кВ здебільшого в сільській місцевості. Зі зростанням електричних навантажень у ряді районів намічається тенденція до обмеження розвитку мереж 35 кВ і заміни їх мережами 110 кВ. Напруга 6–10 кВ призначена для розподільчих мереж у містах, сільській місцевості й на промислових підприємствах; переважає напруга 10 кВ, мережі 6 кВ застосовуються за наявності на підприємствах значного навантаження (електродвигунів) з номінальною напругою 6 кВ. Вживання напруги 3 кВ для мереж, що проектуються, не рекомендується.

У транспорті та промисловості використовується така напруга постійного струму: для контактної мережі, що живить трамваї і тролейбуси, – 600 В, вагони метрополітену, – 825 В; для електрифікованих залізниць – 3300 і 1650 В; відкриті гірські розробки обслуговуються тролейвозами й електровозами, що живляться від контактної мережі 600, 825, 1650 і 3300 В; підземний промисловий транспорт використовує напругу 275 В. Мережі дугових печей мають напругу 75 В, електролізних установок – 220–850 В.

3. За *конструктивним виконанням* розрізняють повітряні та кабельні мережі, провідні і струмопровідні.

4. За *розташуванням* мережі поділяються на зовнішні та внутрішні. Зовнішні мережі виконують неізолюваними й ізолюваними дротами, кабелями (підземними, підводними); внутрішні кабелями, неізолюваними та ізолюваними дротами, шинами.

5. За *характером споживання* розрізняють мережі міські, промислові, сільські, електрифікованих залізниць, магістральних нафто- і газопроводів, електричних систем.

Міські мережі характеризуються високою густотою електричних навантажень (до 12 МВА/км<sup>2</sup>) і великою кількістю різнорідних споживачів, розміщених на обмеженій площі. При цьому потрібна висока надійність електропостачання, оскільки електроенергія відіграє вирішальну роль у забезпеченні нормальної життєдіяльності міста. Із урахуванням цих особливостей міські мережі утворюють специфічні системи електропостачання, що охоплюють усіх споживачів, які містять промислові підприємства, електрифікований транспорт та ін. Основними ДЖ міст є місцеві електростанції та районні ПС 110 кВ і вище.

Міські мережі діляться на електрозабезпечувальні мережі ВН, живильні і розподільні мережі середньої напруги (СН) і розподільні мережі низької напруги (НН). До електрозабезпечувальних мереж ВН належать ПЛ і ПС 110 кВ і вище. Електрозабезпечувальна мережа зазвичай виконується у вигляді кільця, що охоплює місто. У значних містах електрозабезпечувальна мережа включає, окрім кільця, мережу глибокого введення 110 кВ, що живить центральні райони міста. До живильних і розподільних мереж СН



належать лінії 10(6) кВ і ТП 10(6)/0,38 кВ. За основну напругу для міських мереж СН прийнято напругу 10 кВ. У містах, де є мережі 6 кВ, вони, здебільшого, переводяться на 10 кВ. До розподільних мереж НН належать лінії 0,38/0,22 кВ.

У зв'язку з обмеженістю території, необхідністю забезпечення безпеки населення, створення необхідної надійності й архітектурно – естетичними вимогами міські живильні та розподільні мережі виконують кабельними, а ПЛ споруджують на околицях міста й у приміській зоні. Міські ПС виробляють закритого типу (при цьому потрібна менша територія і послаблюється шум від трансформаторів).

Промислові мережі. До них належать мережі промислових підприємств. Основними ДЖ промислових підприємств є мережі енергосистем. Виключення становлять підприємства з великим теплоспоживанням, для яких основним ДЖ може служити власна ТЕЦ, яка має зв'язок з енергосистемою на напрузі 110 кВ і вище.

Схеми електропостачання промислових підприємств, які живляться від енергосистеми, поділяються на схеми зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Напруга мережі зовнішнього електропостачання залежить від напруги електричних мереж енергосистеми й навантаження підприємства. Для електропостачання дрібних підприємств (встановлена потужність ЕС до 5 МВт) використовуються мережі 10(6) кВ із живленням від найближчих ПС енергосистеми. Для електропостачання середніх (встановлена потужність ЕС від 5 до 75 МВт) і крупних (встановлена потужність ЕС більше 75 МВт) підприємств використовують мережі 110 кВ і вище.

Схеми зовнішнього електропостачання можуть базуватися:

- на великій вузловій ПС 330(220)/110 кВ, яка називається головною знижувальною ПС (ГЗП), від якої електроенергія розподіляється між ПС 110/10(6) кВ глибоких уведень;
- на низці ПС 110/10(6) кВ, приєднаних до мережі 110 кВ енергосистеми;
- на ПС глибокого введення 330(220)/10(6) кВ – для значних підприємств із зосередженим навантаженням.

У схему внутрішнього електропостачання промислового підприємства входять постачальні та розподільні мережі 6–10 кВ і розподільні мережі до 1 кВ.

Значні підприємства, що займають великі площі, з ТЕЦ або ГЗП на своїй території мають постачальну мережу з розподільним пунктом і розподільною мережею 6–10 кВ, якою електроенергія підводиться до цехових ТП; при цьому розподільний пункт зазвичай розмішують у місцях найбільшого споживання електроенергії. Розподільні мережі 6–10 кВ виконують переважно у вигляді розімкнених магістралей або резервованих схем, а розподільні мережі до 1 кВ – радіальними або магістральними.

Сільські мережі призначені для електропостачання сільськогосподарських підприємств, невеликих населених пунктів, міст районного підпорядкування. До цих мереж приєднуються також малі та середні промислові підприємства, розташовані в сільській місцевості. Мережами сільськогосподарського призначення вважаються мережі 0,38–110 кВ, від яких отримують електроенергію переважно (більше 50 % розрахункового навантаження) сільськогосподарські споживачі. Особливістю цих мереж є їхня велика протяжність і мала густота навантажень (до 15 кВА/км<sup>2</sup>).

Основною системою напруги для електропостачання сільських споживачів є система 110/35/10/0,38 кВ. При значних навантаженнях і розвиненій мережі 110 кВ застосовується система 110/10/0,38 кВ. Ця система перспективніша і все ширше використовуватиметься при збільшенні густоти електричних навантажень.

Електропостачання сільських споживачів здійснюється здебільшого централізовано від енергосистем. Лише в окремих випадках (при невеликих навантаженнях і великій віддаленості від ДЖ) може виявитися доцільним децентралізоване електропостачання від дизельної електростанції (ДЕС) або поновлюваних джерел енергії. Система централізованого електропостачання сільських споживачів складається з постачальних і розподільних мереж. Перші призначені для передачі електроенергії від опорних ПС енергосистеми до проміжних ПС. До цих мереж належать ПЛ 35–110 кВ і ПС 110/35/10, 110/10 і 35/10 кВ. Розподільні мережі складаються з ПЛ 10 кВ, споживчих ПС 10/0,38 і 35/0,38 кВ і ПЛ 0,38/0,22 кВ.

Сільські мережі виконують, в основному, за розімкненими схемами. Мережі 35 кВ також переважно споруджують за радіальними розімкненими схемами, а за наявності ЕС I категорії застосовують схему з двостороннім живленням від двох незалежних ДЖ. Мережі 10 кВ споруджують розгалуженими без резервування або з резервною перемичкою між мережами, що живляться від різних ДЖ. Розподільні мережі 0,38/0,22 кВ завжди працюють за розімкненою схемою.

Мережі електрифікованих залізниць відрізняються від інших видів мереж високими вимогами до надійності електропостачання, специфічною конфігурацією, обумовленою геометричною протяжністю ЕС, а також рівномірністю розташування тягових ПС. Мережі залізниць складаються з тягових мереж і мереж зовнішнього електропостачання.

Тягові мережі виконують на однофазному змінному струмі частоти 50 Гц напругою 25 кВ або на постійному струмі напругою 3,3 кВ. При електрифікації на змінному струмі тягові ПС розташовують на відстані 40–50 км одна від одної, при електрифікації на постійному струмі – на відстані 20–25 км.

Схеми зовнішнього електропостачання електрифікованих залізниць передбачають живлення тягових ПС по ПЛ 110 (220) кВ, споруджуваних уздовж залізниці. У свою чергу ці ПЛ живляться від розташованих поблизу

ПС енергосистеми. За наявності розвиненої розподільної мережі в районі залізниці окремі тягові ПС можуть живитися безпосередньо від ПС енергосистеми. Оскільки тягові ПС здійснюють живлення ЕС I категорії, вони обов'язково забезпечуються двостороннім живленням.

Мережі магістральних нафто- і газопроводів. Специфіка цих мереж аналогічна мережам електрифікованих залізниць: високі вимоги до надійності електропостачання, протяжний характер мережі, рівномірність розташування нафтоперекачувальних станцій (НПС) нафтопроводів і компресорних станцій (КС) газопроводів із майже однаковими навантаженнями. Підстанції, що живлять НПС, розташовують на відстані 40–50 км одна від однієї, КС – на відстані 80–90 км.

Схема зовнішнього електропостачання НПС і КС (з електричним приводом) виконується на напрузі 110–330 кВ; КС (з газотурбінним приводом) можуть живитися по мережах 10–110 кВ від найближчих ПС, які повинні мати два незалежних ДЖ. Головні НПС і КС мають, переважно, забезпечуватися електроенергією за двома одноланцюговими ПЛ, і питання вибору схеми електропостачання повинно вирішуватися в комплексі з електропостачанням інших споживачів у прилеглому районі.

6. За *призначенням, роллю й виконуваними функціями* у схемі електропостачання електричні мережі поділяються на системоутворювальні та розподільні. *Системоутворювальною* називається електрична мережа, яка об'єднує електростанції й забезпечує їхнє функціонування як єдиного об'єкта керування, одночасно здійснюючи видачу потужності електростанцій. *Розподільною* називається електрична мережа, яка забезпечує розподіл електроенергії від ДЖ. Розрізняють системоутворювальні, постачальні та розподільні мережі. Системоутворювальні мережі 330 кВ і вище здійснюють функції формування об'єднаних енергосистем. Постачальні мережі призначені для передачі електроенергії від ПС системоутворювальної мережі й частково шин 110 (220) кВ електростанцій до ЦЖ розподільних мереж – районним ПС. Постачальні мережі зазвичай замкнені. Раніше напруга цих мереж була 110 (220) кВ, останнім часом напруга електричних мереж дорівнює 330 кВ. Розподільні мережі призначені для передачі електроенергії на невеликі відстані від шин нижчої напруги районних ПС до міських промислових і сільських споживачів. Такі розподільні мережі зазвичай розімкнені або працюють у розімкненому режимі. Раніше такі мережі виконувалися на напрузі 35 кВ і нижче, а на даний час – 110(220) кВ.

7. За *схемою з'єднань* електричні мережі поділяються на розімкнені, розімкнені резервовані та замкнені [6].

Розімкненими називаються мережі, у яких ЕС живиться з одного боку. На рисунку 1.1 показані схеми різних видів розімкнених мереж: радіальної з одним навантаженням (рис. 1.1, а), магістральної з декількома навантаженнями (рис. 1.1, б) і розгалуженої (рис. 1.1, в). У таких мережах із одноланцюговими лініями пошкодження та відключення будь-якої ділянки

мережі призводить до тимчасового припинення живлення відповідних споживачів до відновлення нормальної роботи мережі.

У розімкнених резервованих мережах (рис. 1.2) при порушенні живлення по одній із ліній вручну або автоматично включається резервна перемичка (показана штриховою лінією), яка за нормального режиму роботи мережі розімкнена. При цьому електропостачання здійснюється через перемичку до відновлення пошкодженої лінії.

Замкненими називаються мережі, у яких ЕС живиться щонайменше з двох боків (рис. 1.3). У таких мережах відключення однієї лінії не викликає порушення електропостачання, оскільки кожен ЕС має резервне живлення. Простими замкнутими мережами є дволанцюгові радіальні (рис. 1.3, *а*) і магістральні (рис. 1.3, *б*) лінії, лінії з двостороннім живленням (рис. 1.3, *в*) і кільцеві мережі з одним ДЖ (рис. 1.3, *г*), які можуть бути розгорнуті в мережу з двостороннім живленням.

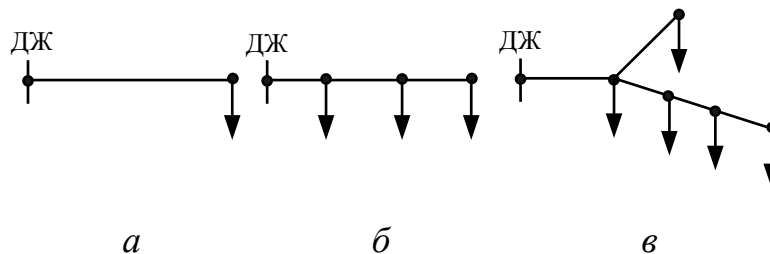


Рисунок 1.1 – Схеми розімкнених мереж

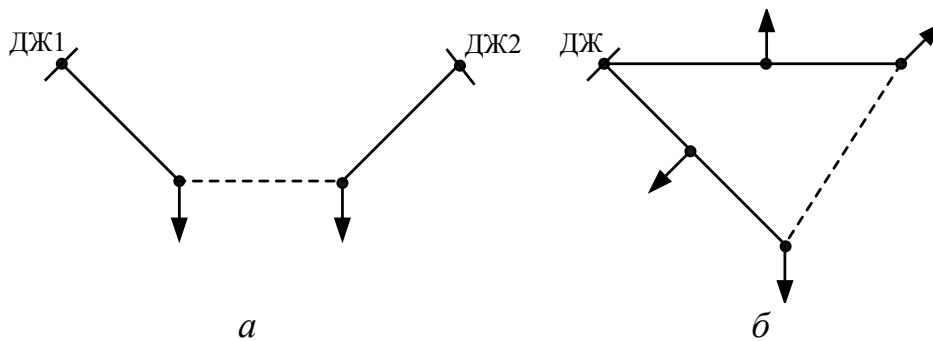


Рисунок 1.2 – Схеми розімкнених резервованих мереж з двома (*а*) і одним (*б*) ДЖ

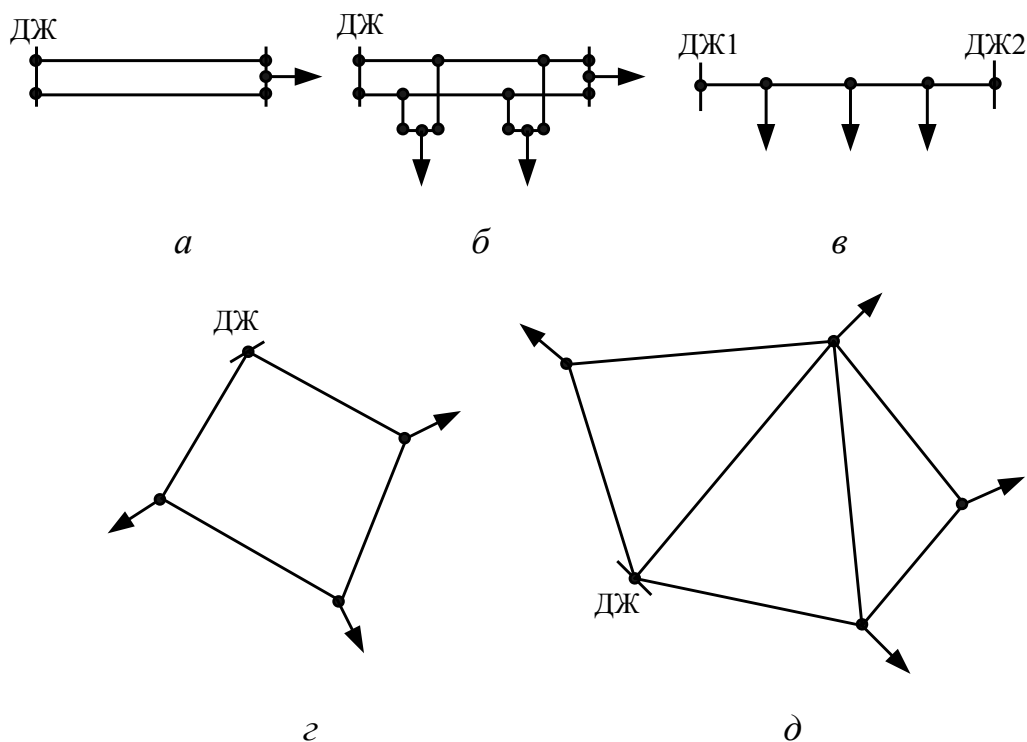


Рисунок 1.3 – Схеми замкнених мереж

До складних замкнених мереж належать багато разів замкнені мережі з двома і більше контурами (рис. 1.3, д). Ці мережі можуть бути різної конфігурації, мати велику кількість ДЖ і замкнених контурів.

8. Залежно від *режиму роботи нейтралі* електричні мережі поділяють на чотири групи:

1) мережі з глухозаземленими нейтраліями, підключені до обмоток трансформаторів, у яких нейтралі приєднані до заземлювальних пристроїв (ЗП) безпосередньо або через малий опір (наприклад, через трансформатори струму);

2) мережі з незаземленими (ізолюваними) нейтраліями, підключені до обмоток трансформаторів, у яких нейтралі не приєднані до ЗП або приєднані до них через прилади сигналізації, вимірювання, захисту або подібні їм пристрої, що мають великий опір;

3) мережі з резонансно заземленими (компенсованими) нейтраліями, підключені до обмоток трансформаторів, у яких нейтралі приєднані до ЗП через дугогасильні (заземлювальні) реактори, які компенсують ємнісний струм мережі при однофазних замиканнях на землю;

4) мережі з ефективно заземленими нейтраліями, що мають коефіцієнт замикання на землю (відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою та землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою й землею в цій точці до замикання), що не перевищує значення 1,4.

*Примітка.* У мережах із ізолюваною або компенсованою нейтраллю «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ) вводять поняття мереж із заземленими через резистор нейтраліями, що дозволяє здійснювати захист

мережі від перенапружень, виконання селективного захисту в разі замикання на землю та ін.

Нейтралями трансформаторів називають загальні точки сполучених в зірку обмоток.

У цих характеристиках пропущено поняття «Нейтраль генератора», оскільки ці пристрої практично не пов'язані з розподільними електричними мережами.

Вигляд зв'язку нейтралей із землею значною мірою визначає рівень ізоляції ЕП і вибір комутаційної апаратури, значення перенапружень і способи їхнього обмеження, струми при однофазних замиканнях на землю, умови роботи релейного захисту та безпеки в електричних мережах, електромагнітний вплив на лінії зв'язку і так далі.

Мережі однієї і тієї ж номінальної напруги при різних способах заземлення нейтралей мають деякі відмінності у технічних і економічних показниках.

У мережах напругою нижче 1 кВ режим нейтралі визначається умовами електробезпеки, вище 1 кВ – окрім умов електробезпеки, струмом замикання на землю, безперебійністю електропостачання, надійністю роботи й економічністю ЕП.

Усі електричні мережі залежно від струму замикання на землю поділяються на мережі з малими (струм однофазного замикання на землю  $I_3 < 500$  А) і мережі з великими (струм однофазного замикання на землю  $I_3 > 500$  А) струмами замикання на землю. При напрузі вище 1 кВ до мереж із малими струмами замикання на землю належать мережі з незаземленими або резонансно заземленими нейтралями, а до мереж з великими струмами замикання на землю – мережі, у яких все або значна частина нейтралей заземляється.

Вибір режиму роботи нейтралей склався історично й пояснюється наступним чинниками:

1) у мережах 3–35 кВ із малими струмами замикання на землю забезпечуються: збереження в роботі лінії, що має замикання на землю, на термін, протягом якого можуть бути вжиті заходи з включення резерву; зниження вартості заземлювальних пристроїв, що є вельми істотним унаслідок великої кількості приладів 6–35 кВ; зменшення на 33 % кількості трансформаторів струму і скорочення кількості реле захисту. У той же час у цих мережах підвищення вартості ліній і апаратури через необхідність вибору їхньої ізоляції на підвищену в  $\sqrt{3}$  рази напругу відносно землі (що виникає в режимах роботи двома непошкодженими фазами) відносно невелике;

2) у мережах 110 кВ і вище з великими струмами замикання на землю вартість ізоляції ліній і апаратури відносно землі при заземленні нейтралей значно знижується, збільшення вартості заземлювальних пристроїв неістотне, оскільки кількість приладів цієї напруги відносно невелика в порівнянні з кількістю приладів 3–35 кВ. Із цієї ж причини не настільки

істотне і збільшення кількості трансформаторів струму та реле. Швидке відключення ліній у мережах 110 кВ і вище сприяє підвищенню безпеки персоналу при зіткненні із заземленими частинами, що звичайно знаходяться без напруги, але які потрапляють під напругу при замиканнях на землю. Крім того, у цих мережах стає особливо ефективним автоматичне повторне включення (АПВ) ліній.

Трифазні електричні мережі 220/127 і 380/220 В працюють із глухозаземленою нейтраллю (рис 1.4). Такі мережі застосовуються для одночасного живлення трифазних і однофазних навантажень, що підключаються на фазну напругу. Так, лампи розжарювання підключаються між фазним і нульовим дротами на фазну напругу, а двигуни підключаються на всі три фази.

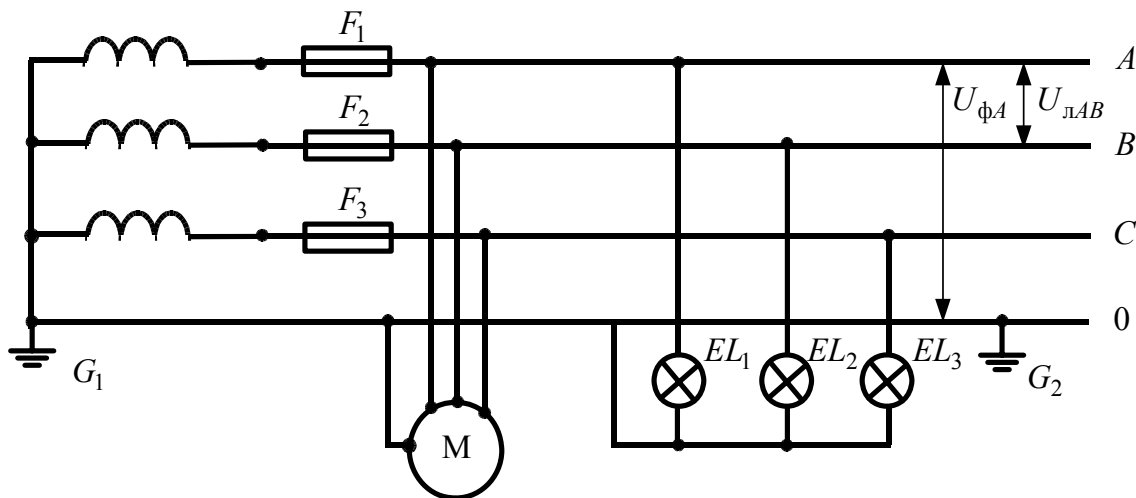


Рисунок 1.4 – Електрична мережа з глухозаземленою нейтраллю

Відзначимо, що фазна напруга лімітується значенням 220 В, оскільки промисловість доки не може випускати лампи розжарювання напругою вище 220 В. Газорозрядні лампи можуть вироблятися на вищу напругу. Крім того, неможливість вживання фазної напруги вище 220 В пов'язана з електробезпекою.

Для фіксації фазної напруги за наявності однофазних навантажень застосовують нульовий провідник, пов'язаний із нейтраллю трансформатора. Цей провідник служить не лише для приєднання освітлювальних приймачів на фазну напругу, але і зрівнювання струмів несиметрії, що виникають при неоднаковому завантаженні фаз. При однаковому завантаженні всіх фаз струм по нульовому проводу не протікає. Нульовий провід також виконує функції занулення, тобто до нього навмисно приєднують металеві частини ЕП (корпуси електродвигунів, каркаси щитів та ін.), що в нормальному режимі не знаходяться під напругою. За наявності занулення пробиття ізоляції на корпус (замикання будь-якої фази на землю) призводить до однофазного КЗ в мережі, і відбувається спрацьовування захисту (запобіжник пошкодженої фази перегорає й ізолює пошкодження від мережі). Мережа продовжує працювати в неповнофазному режимі, тобто дві інші фази залишаються в роботі при фазній напрузі. За відсутності занулення корпуса

пошкодження ізоляції викличе на ньому небезпечний потенціал. Цілісність нульового провідника потрібно контролювати, оскільки його випадковий розрив може призвести до перекосу напруги по фазах (зниження його на завантажених фазах і підвищення на ненавантажених).

При необхідності приймається роздільне виконання нульового захисного і нульового робочого проводів.

У ПУЕ наводяться типи заземлення системи, що характеризують пристрій нейтрального провідника  $N$  і провідника середньої точки  $M$ , а також з'єднання із землею струмовідних частин ДЖ і відкритих провідних частин ЕП напругою до 1 кВ (рис.1.5).

**Система  $TN$**  – система, у якій мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмоведучих частин ДЖ, а ЕС і відкриті провідні частини ЕП приєднуються до цієї точки за допомогою відповідно  $N$  (або  $M$ ) і захисного  $PE$  провідника.

**Система  $TN-S$**  – система  $TN$ , у якій  $N$  (або  $M$ ) і  $PE$  провідники розділені по всій мережі (рис. 1.5, а).

**Система  $TN-C$**  – система  $TN$ , у якій  $N$  (або  $M$ ) і  $PE$  провідники з'єднані в одному  $PEN$  провіднику по всій мережі (рис. 1.5, б).

**Система  $TN-C-S$**  – система  $TN$ , у якій  $N$  (або  $M$ ) і  $PE$  провідники об'єднані в одному провіднику в частині мережі, починаючи від ДЖ (рис. 1.5, в).

**Система  $TT$**  – система, у якій одна точка струмоведучих частин ДЖ заземлена, а відкриті провідні частини ЕП приєднані до  $PE$  провідника, сполученого із заземлювачем, електрично незалежним від заземлювача ДЖ (рис. 1.5, г).

**Система  $IT$**  – система, у якій мережа живлення ізольована від землі (або заземлена через великий опір), а відкриті провідні частини ЕП приєднані до заземленого  $PE$  провідника (рис. 1.5, д, е).

У ПУЕ даються наступні позначення та визначення провідників різного типу заземлення системи :

– захисний провідник  $PE$  – провідник в ЕП напругою до 1 кВ, призначений для захисту від поразення електричним струмом;

– нейтральний провідник  $N$  – провідник в ЕП напругою до 1 кВ, електрично сполучений із нейтральною точкою ДЖ, що використовується для розподілу електроенергії;

– провідник середньої точки  $M$  – провідник в ЕП напругою до 1 кВ, електрично сполучений із середньою точкою ДЖ, що використовується для розподілу електроенергії;

– провідник  $PEN$  – провідник в ЕП напругою до 1 кВ, що об'єднує функції захисного  $PE$  і нейтрального  $N$  провідників.



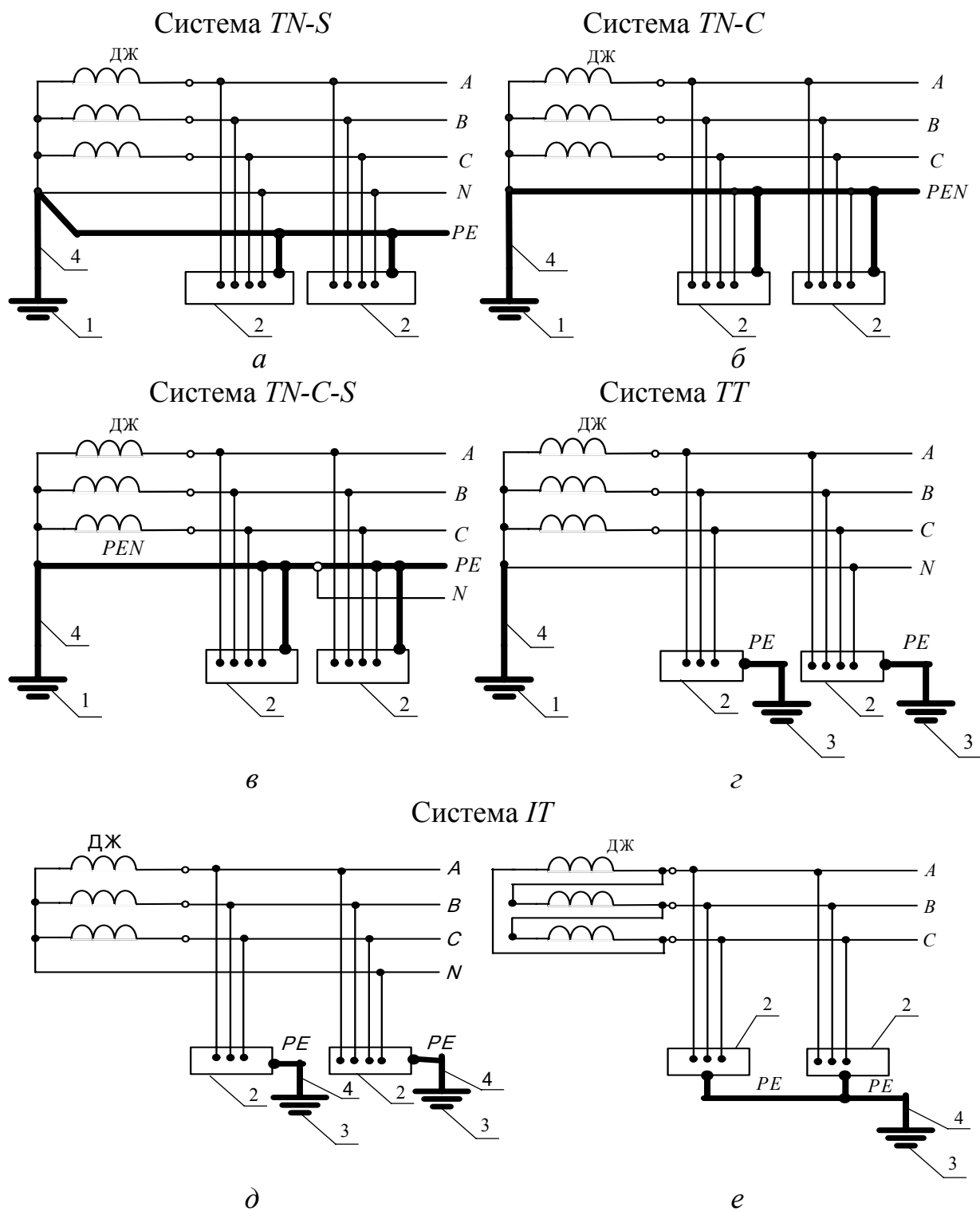


Рисунок 1.5 – Схеми виконання систем  $TN-S$ ,  $TN-c$ ,  $TN-C-S$ ,  $TT$ ,  $IT$  в електроприладах трифазного струму:

- 1 – заземлювач ДЖ; 2 – відкриті провідні частини;  
 3 – заземлювач відкритих провідних частин;  
 4 – захисний заземлювальний провідник

Позначення типів заземлення мережі наведені нижче .

Характер заземлення ДЖ:

– безпосереднє приєднання однієї точки (у трифазних мережах, зазвичай, нейтраль ДЖ) струмоведучих частин ДЖ до заземлювача ..... *T*;

– усі струмоведучі частини ДЖ ізолювані від землі або одна точка заземлена через великий опір (наприклад, опір пристроїв контролю ізоляції) ..... *I*.

Характер заземлення відкритих провідних частин ЕП:

– безпосередній зв'язок відкритих провідних частин ЕП із точкою заземлення ДЖ ..... *N*;

– безпосередній зв'язок відкритих провідних частин ЕП із землею, незалежно від характеру заземлення ДЖ ..... *T*.

Пристрої в системі *TN* нейтрального *N* і захисного *PE* провідників:

– функції *N* і *PE* провідників виконують окремі провідники ..... *S*;

– функції *N* і *PE* провідників виконує один *PEN* провідник ..... *C*.

*Примітка.* Використані в позначенні типу заземлення мережі букви означають: *T* (від латин. «*terra*») – земля; *I* (від латин. «*isolated*») – ізолюваний; *N* (від англ. «*neutral*») – нейтраль; *S* (від англ. «*separate*») – розділяти; *C* (від англ. «*combine*») – об'єднувати; *PE* (від англ. «*protective earthing*») – захисне заземлення.

Трифазні електричні мережі 220, 380, 660 В працюють із ізолюваною нейтраллю (рис 1.6).

У таких мережах замикання на землю однієї з фаз не викликає КЗ і відключення пошкодженої фази, проте фазна напруга двох неушкоджених фаз відносно до землі зростає до лінійних значень, тобто в  $\sqrt{3}$  рази. Таке підвищення напруги створює небезпеку для персоналу, тому в мережах із ізолюваною нейтраллю необхідно здійснювати систематичний контроль ізоляції та швидке усунення пошкодження або автоматичне відключення пошкодженої фази.

Трифазні електричні мережі 3–35 кВ із незаземленими (ізолюваними) нейтраллями

У мережах з незаземленими нейтраллями струми при однофазному замиканні на землю протікають через розподілені ємності фаз, які для спрощення аналізу процесу умовно замінюють ємностями, зосередженими всередині ліній (рис. 1.7).

*Трифазні електричні мережі 3–35 кВ належать до мереж із малими струмами замикання на землю і працюють із незаземленою (ізолюваною) або резонансно-заземленою (компенсованою) нейтраллями.*

Міжфазні ємності при цьому не розглядаються, оскільки при однофазних пошкодженнях їхній вплив на струми в землі не позначається. У нормальному режимі роботи напруги фаз мережі відносно землі ( $\bar{U}_{\phi A}$ ,  $\bar{U}_{\phi B}$ ,  $\bar{U}_{\phi C}$ ) симетричні й дорівнюють фазній напрузі, а ємнісні (зарядні) струми фаз відносно землі ( $\bar{I}_{cA}$ ,  $\bar{I}_{cB}$ ,  $\bar{I}_{cC}$ ) також симетричні та рівні між собою (рис. 1.7, а).

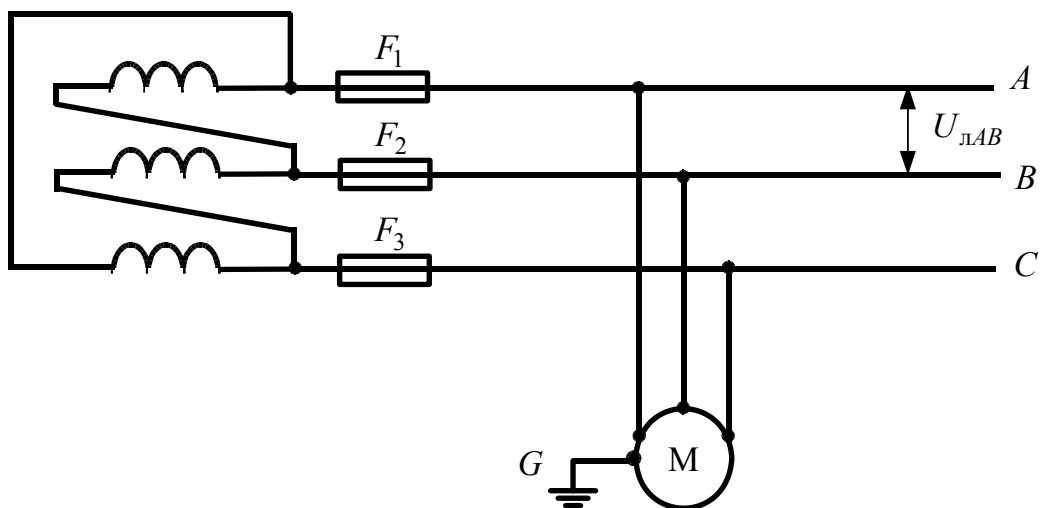


Рисунок 1.6. – Електрична мережа з ізольованою нейтраллю

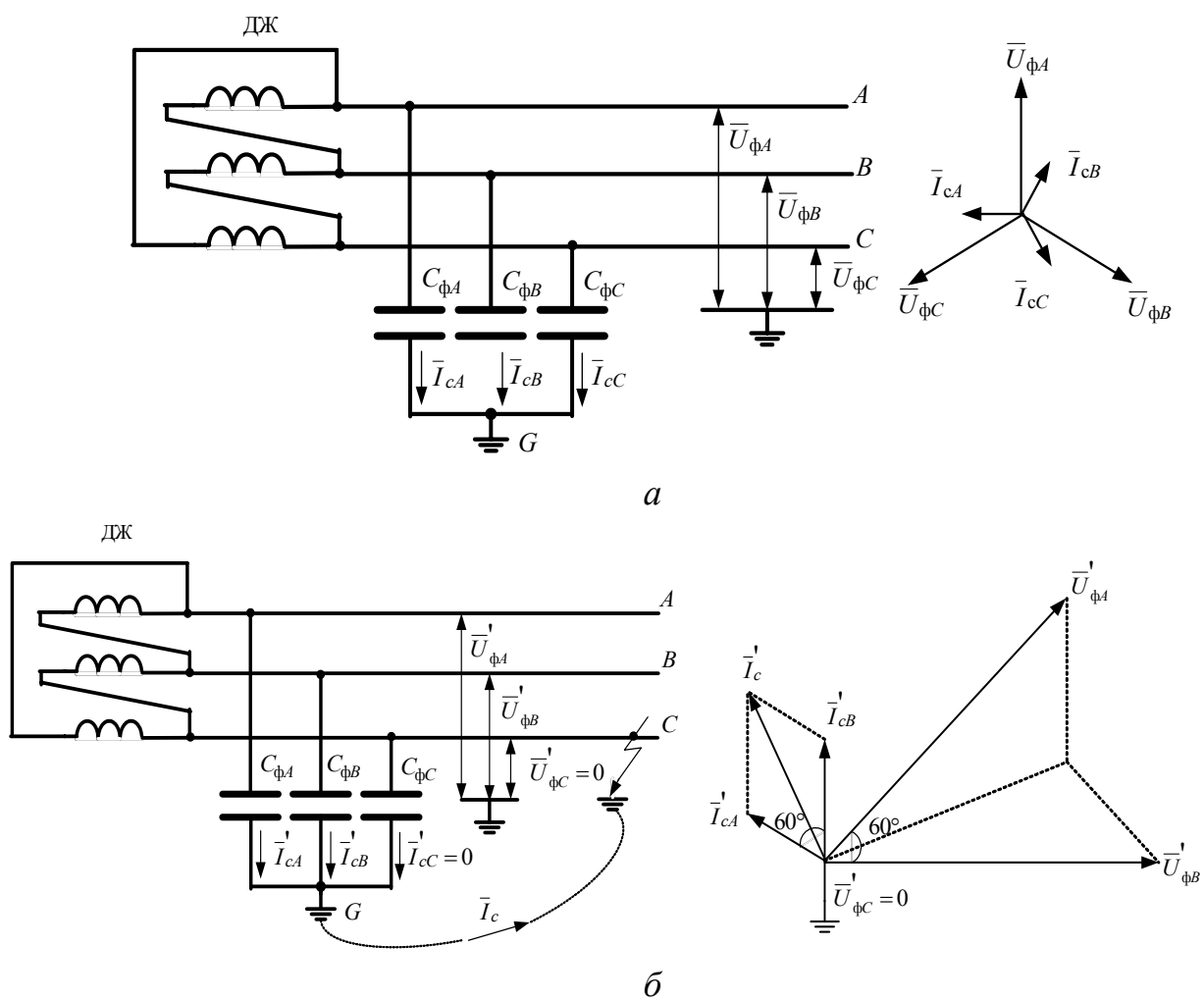


Рисунок 1.7 – Електрична мережа 3–35 кВ з незаземленою (ізольованою) нейтраллю:

*а* – нормальний режим; *б* – замикання фази *С* на землю

Ємнісний струм фази визначається за формулою

$$I_{c\phi} = U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_{\phi}, \quad (1.1)$$

де  $C_{\phi}$  – ємність фази відносно землі.

Геометрична сума ємнісних струмів трьох фаз дорівнює нулю.

У разі металевого замикання на землю в одній точці напруги неушкоджених фаз відносно землі зростають в  $\sqrt{3}$  рази і дорівнюють міжфазній напрузі. Наприклад, при замиканні на землю фази  $C$  (рис 1.7, б) поверхня землі в точці пошкодження набуває потенціалу цієї фази (напруга відносно землі цієї фази дорівнюватиме нулю), а напруга фаз  $A$  і  $B$  відносно землі відповідно дорівнює міжфазній напрузі  $\bar{U}_{\phi A'} = \bar{U}_{AC}$  і  $\bar{U}_{\phi B'} = \bar{U}_{BC}$ , і кут зсуву між векторами цієї напруги буде  $60^\circ$ . Ємнісні струми неушкоджених фаз  $A$  і  $B$  також збільшуються відповідно до збільшення напруги в  $\sqrt{3}$  раз. Струм на землю фази  $C$ , обумовлений її власною ємністю, дорівнюватиме нулю, оскільки ця ємність виявляється закороченою.

Для струму в місці пошкодження можна записати:

$$\bar{I}_c = -(\bar{I}_{cA'} + \bar{I}_{cB'}), \quad (1.2)$$

тобто геометричну суму векторів ємнісних струмів неушкоджених фаз визначає вектор струму через місце пошкодження. Струм  $\bar{I}_c$  виявляється в 3 рази більшим, ніж ємнісний струм фази в нормальному режимі:

$$\bar{I}_c = 3\bar{I}_{c\phi} = 3U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_{\phi}. \quad (1.3)$$

Згідно з (1.3) струм  $I_c$  залежить від напруги мережі, частоти і ємності фаз відносно землі, яка залежить переважно від конструкції ліній мережі та їхньої протяжності.

Приблизно струм  $I_c$ , А, можна визначити за такими формулами:

- для повітряних мереж

$$I_c = U \cdot l / 350; \quad (1.4)$$

- для кабельних мереж

$$I_c = U \cdot l / 10, \quad (1.5)$$

де  $U$  – міжфазна напруга, кВ;

$l$  – довжина електрично зв'язаної мережі цієї напруги, км.

При однофазних замиканнях на землю в мережах із незаземленою нейтраллю трикутник лінійної напруги не спотворюється, тому споживачі, увімкнені на міжфазну напругу, продовжують працювати.

Унаслідок того, що при замиканні на землю напруга неушкоджених фаз відносно землі збільшується в  $\sqrt{3}$  рази порівняно з нормальним значенням, ізоляція в мережах з незаземленою нейтраллю має бути розрахована на міжфазну напругу. Це обмежує сферу застосування такого режиму нейтралі мережами 35 кВ і нижче, де вартість ізоляції ЕП не є визначальною і деяке її збільшення компенсується підвищеною надійністю живлення споживачів, якщо врахувати, що однофазні замикання на землю становлять в середньому до 65 % усіх порушень ізоляції. У той же час при роботі мережі із замкненою на землю фазою стає вірогіднішим пошкодження ізоляції іншої фази та виникнення міжфазного КЗ через землю. Друга точка замикання може знаходитися на іншій ділянці електрично зв'язаної мережі. Таким

чином, КЗ торкнеться декількох ділянок мережі, спричиняючи їхнє відключення. Тому в мережах із незаземленими нейтралями обов'язково передбачають спеціальні сигнальні пристрої, що сповіщають персонал про виникнення однофазних замикань на землю. Допустима тривалість роботи із заземленою фазою здебільшого не має перевищувати 2 годин.

При неметалічному замиканні на землю (через перехідний опір) напруга пошкодженої фази відносно землі буде більше нуля, але менше фазного, а неушкоджених фаз – більше фазного, але менше лінійного, меншим буде і струм замикання на землю. У місці замикання виникає переміжна дуга, що супроводжується повторними гасіннями та запаленнями. Між ємністю й індуктивністю мережі в цьому випадку з'являються вільні електричні коливання високої частоти, унаслідок чого в мережі виникає перенапруження. Амплітуда дугових перенапружень у мережах 6–35 кВ, згідно з проведеними дослідженнями, за відсутності ферорезонансних явищ може досягти максимально значень  $3,2 U_{фm}$  на неушкоджених фазах і  $2,2 U_{фm}$  – на пошкодженій. Короточасні дугові перенапруження такого значення небезпечні для нормальної ізоляції устаткування, проте вони поширюються на всю електрично зв'язану мережу, унаслідок чого можливі пробої ізоляції й утворення КЗ у частинах ЕП із ослабленою ізоляцією. Так, тривала дія перенапружень на ізоляцію (наприклад, трижильних КЛ) може призвести до іонізації та теплового пробою її в будь-якій точці мережі, крім того, наявність значного струму в дузі розвинених кабельних мереж призводить до переходу однофазних замикань у дво- і трифазні КЗ і відключення споживачів. Особливо небезпечні дуги усередині машин і апаратів, що виникають при однофазних замиканнях на заземлені корпуси або осердя.

Граничні значення ємнісного струму замикання на землю в мережах з незаземленою нейтраллю, при яких ще забезпечується самозагасання дуги в місці замикання або значення якого не є небезпечними за напругою дотику до опор при тривалому протіканні струму, установлені дослідженнями і досвідом експлуатації. Найбільш вірогідне виникнення переміжних дуг при ємнісному струмі замикання на землю більше 5–10 А, причому небезпека дугових перенапружень зростає зі збільшенням напруги мережі. Допустимі значення ємнісного струму нормуються ПУЕ і не мають перевищувати наступних значень:

- |   |     |    |       |    |
|---|-----|----|-------|----|
| 1) напруга мережі, кВ                   | 3–6 | 10 | 15–20 | 35 |
| 2) ємнісний струм замикання на землю, А | 30  | 20 | 15    | 10 |

У мережах 3–20 кВ, що мають лінії на залізобетонних і металевих опорах, допускається ємнісний струм замикання на землю не більше 10 А.

Трифазні електричні мережі 3–35 кВ із резонансно заземленими (компенсованими) нейтралями. У мережах 3–35 кВ для зменшення струму замикання на землю з метою задоволення вказаних вище норм застосовується заземлення нейтралі через дугогасильні реактори (ДР). Практично майже всі кабельні мережі 6–35 кВ з сумарною довжиною електрично зв'язаних ліній понад 100 км повинні працювати з компенсованою нейтраллю. Компенсація

здійснюється включенням у нейтральну точку трифазної мережі індуктивного опору – ДР із регульованим повітряним проміжком магнітопроводу або ступінчастим регулюванням кількості витків його обвитки.

На рисунку 1.8 наведена схема простої компенсованої мережі. Нейтраль первинної обмотки одного з мережних трансформаторів (трансформатора власних потреб або спеціально встановленого заземлювального трансформатора) зі схемою з'єднання обмоток «зірка-трикутник» заземлюється через ДР.

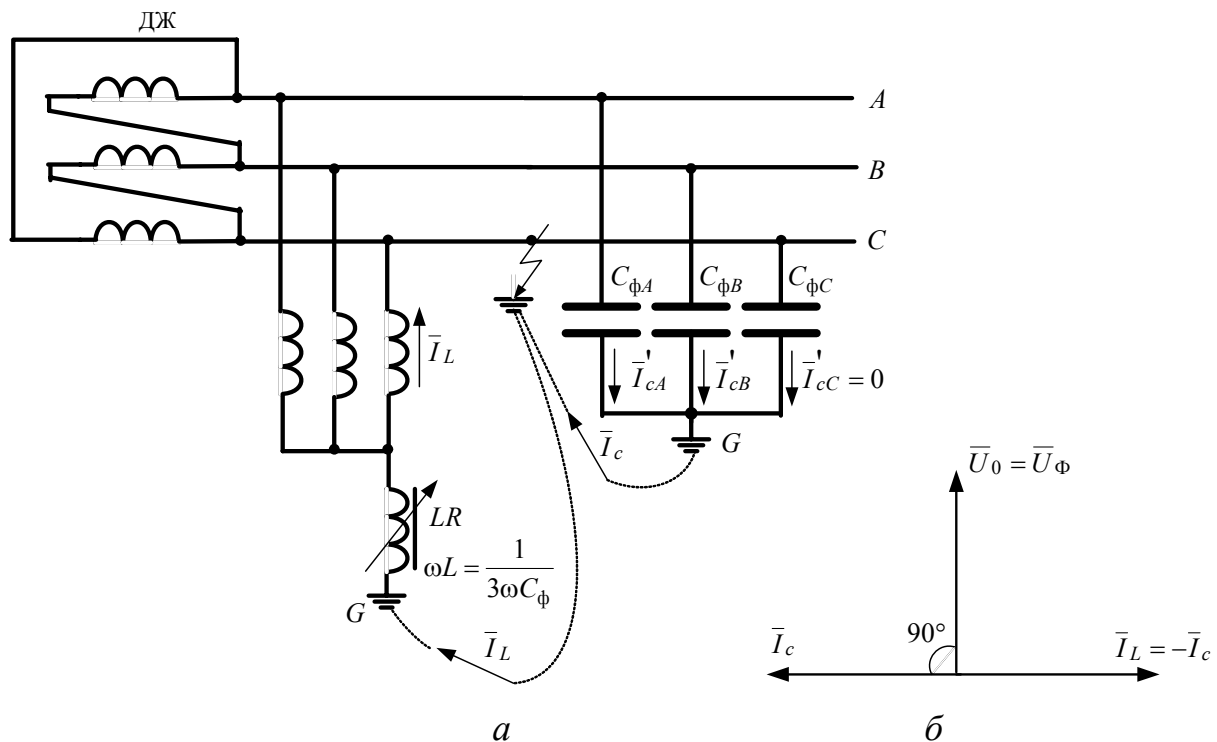


Рисунок 1.8 – Електрична мережа 3–35 кВ із резонансно заземленою нейтраллю:

*а* – схема протікання струмів у мережі при замиканні фази С на землю;  
*б* – векторна діаграма струмів у місці замикання

У нормальному режимі роботи струм через реактор майже дорівнює нулю. При повному замиканні на землю однієї фази в такій мережі напруги двох неушкоджених фаз відносно до землі, як і в мережі з ізольованою нейтраллю, збільшаться в  $\sqrt{3}$  рази, а напруга нейтралі дорівнюватиме фазній напрузі (рис 1.8, *а*). Під дією цієї напруги через ДР піде струм. Опір котушки добирають так, щоб індуктивний струм  $I_L$ , що протікає через неї, за значенням дорівнював би сумарному ємнісному струму  $I_c$ , який протікає через ємності фаз мережі. Оскільки індуктивний і ємнісний струми відрізняються за фазою на кут  $180^\circ$ , струм у місці замикання фаз на землю, що є геометричною сумою цих струмів, дорівнюватиме нулю (рис 1.8, *б*). Дуга в місці пошкодження не виникає, й усуваються пов'язані з нею небезпечні наслідки. Таке налаштування котушки з повною компенсацією ємнісного струму називається резонансним.

Практично через місце замикання протікає залишковий струм, що

складається з активного та реактивного складника. Перша з них обумовлена активними опорами котушки й мережі, а друга (індуктивний або ємнісний струм) – неточним налаштуванням котушки. Цей залишковий струм малий за значенням і знаходиться у фазі або утворює невеликий кут відносно напруги на нейтралі  $\bar{U}_0$ . Тому у випадках, коли ізоляційна міцність дугового проміжку, відновлюючись при проходженні струму через нуль, перевищує робочу напругу мережі, дуга гасне і знов не поновлюється (наприклад, при грозових перекриттях лінійної ізоляції). У разі ж порушення ізоляції (ушкодження ізоляторів, накиди на лінію, падіння проводу) дуга набуває перемежувального характеру. І мережа продовжує роботу в режимі однофазного замикання, проте, на відміну від некомпенсованої мережі, з малим струмом у дузі.

Компенсація ємнісного струму при резонансному або близькому до нього налаштуванні дугогасильного реактора знижує швидкість відновлення напруги на пошкодженій фазі й амплітуду відновлюваної напруги. Амплітуда перенапруження при такому налаштуванні, згідно досліджень, не перевищує  $2,8 U_{\text{фм}}$ , а вірогідність появи перенапруження вищої кратності менша, ніж у некомпенсованій мережі. Проте при розладі компенсації більш ніж на  $\pm 5\%$  перенапруження в компенсованих мережах і вірогідність появи граничних перенапружень такі ж, як і в мережах із ізольованою нейтраллю.

За неможливості резонансного налаштування бажано мати невелику перекомпенсацію ( $I_c < I_L$ ). Недокомпенсація ємнісного струму в аварійних випадках (при несиметрії ємностей фаз) може призвести до появи перенапружень вищих, ніж у некомпенсованій мережі.

Сумарна потужність дугогасильних реакторів для мереж визначається за виразом:

$$Q = n \cdot I_c \cdot U_{\text{ф}}, \quad (1.6)$$

де  $n$  – коефіцієнт, що враховує розвиток мережі; орієнтовно можна прийняти  $n = 1,25$ ;

$I_c$  – повний струм замикання на землю, А;

$U_{\text{ф}}$  – фазна напруга мережі, кВ.

За розрахованим значенням  $Q$  добираються реактори необхідної номінальної потужності. При цьому необхідно враховувати, що регульовальний діапазон реактора має бути достатнім для забезпечення повнішої компенсації ємнісного струму при вірогідних змінах схем мережі (при відключенні ліній і т.п.). При  $I_c \geq 50$  А встановлюють два дугогасильні реактори з сумарною потужністю, яка розраховується за виразом (1.6). Дугогасильні реактори встановлюються в ЦЖ на вузлових живильних ПС, пов'язаних із компенсувальною мережею не менше ніж трьома лініями.

У мережах із резонансно заземленою (компенсованою) нейтраллю, так само, як і в мережах із незаземленими нейтралями, допускається тимчасова робота із замкненою на землю фазою, поки не трапиться нагода виконати необхідні перемикання для відділення пошкодженої ділянки. При цьому слід враховувати допустимий час роботи реактора – 6 годин.

Трифазні електричні мережі 110 кВ належать до мереж із великими струмами замикання на землю і працюють із ефективно заземленою нейтраллю.

У цих мережах із метою зниження струмів замикання на землю до значень, що визначаються параметрами апаратури, умовами зниження потужності, яка відключається, при замиканні на землю, здешевленням ЗУ ПС і виконання релейного захисту, допускається для частини трансформаторів нейтралі не заземляти, проте заземлення нейтралей інших трансформаторів має обмежувати можливе підвищення напруги на розземлених нейтралях до значень, що допускаються класом ізоляції. При ізоляції обмоток трансформаторів поблизу нейтралі класу 35 кВ, як це виконується зараз для трансформаторів, такий режим практично можливий лише в мережах 110 кВ. Нейтралі всіх трансформаторів 220 кВ і вище заземлюються.

Відповідно до рекомендацій Міжнародного електротехнічного комітету (МЕК) до ефективно заземлених мереж відносять мережі ВН і СВН, нейтралі яких сполучені з землею безпосередньо або через невеликий активний опір. Робота цих мереж із ізолюваною або з компенсованою нейтраллю не може бути обґрунтована ані технічними, ані економічними міркуваннями через великі струми замикання на землю і необхідність надмірного посилення ізоляції, яка має бути розрахована на збільшення напруги до лінійного значення.

Цей режим нейтралі має ряд характерних особливостей:

1) при замиканні однієї фази на землю утворюється короткозамкнений контур через землю і нейтраль джерела з малим опором, до якого прикладена електрорушійна сила (ЕРС) фази (рис. 1.9).

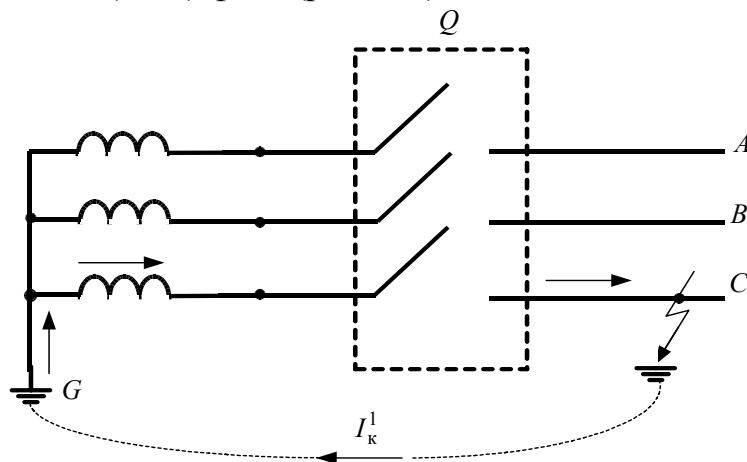


Рисунок 1.9 – Електрична мережа з ефективно заземленою нейтраллю

Виникає режим КЗ, що супроводжується протіканням великих струмів. Щоб уникнути пошкодження устаткування недопустиме тривале протікання великих струмів, тому КЗ швидко відключаються релейним захистом. Значна частина однофазних пошкоджень в мережах 110 кВ і вище належить до тих, що самоусуваються, тобто зникають після зняття напруги. У таких випадках



ефективні пристрої АПВ, які діють після роботи пристроїв релейного захисту, відновлюють живлення споживачів за мінімальний час;

2) значне здороження виконуваного в РП заземлення, яке має відвести на землю великі струми КЗ, і тому є складною інженерною спорудою;

3) значний струм однофазного КЗ, який за великої кількості заземлених нейтралей трансформаторів, а також у мережах із автотрансформаторами може перевищувати струми трифазного КЗ. Для зменшення струмів однофазних КЗ застосовують, якщо це можливо і ефективно, розглянуте вище часткове розземлення нейтралей. Можливе вживання з цією ж метою струмообмежувальних опорів, що включаються в нейтралі трансформаторів.

## 2 Експлуатація силових трансформаторів

### 2.1 Загальна характеристика силових трансформаторів

Трансформатором називається статичний електромагнітний апарат з двома або більше обмотками, призначений для перетворення змінного струму однієї напруги в змінний струм іншої напруги.

За видом охолодження трансформатори підрозділяються на сухі, масляні й трансформатори з заповненням негорючим рідким діелектриком.

Трансформатори, в яких основним ізолюючим середовищем є твердий діелектрик, а охолоджуючим - атмосферне повітря, одержали назву сухих. Умовно відкриті сухі трансформатори прийнято позначати літерою С, закриті - літерами СЗ, герметизовані - літерами СГ.

Трансформатори, в яких основною ізолюючим і охолоджуючим середовищем, є трансформаторне масло, називаються масляними. При природному охолодженні трансформатори позначають літерою М, масляні трансформатори з дуттям та природною циркуляцією масла - літерою Д, масляні трансформатори з дуттям та примусовою циркуляцією масла - літерами ДЦ.

Трансформатори, заповнені негорючим рідким діелектриком, із природним охолодженням позначаються літерою Н, що проохолоджуються дуттям, - літерами НД.

Літерами позначають і число фаз: для однофазних трансформаторів - О, для трифазних - Т.

Наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) відбивається в назві трансформатора додатковою літерою Н (табл.2.1).

Таблиця 2.1 – Позначення типу трансформаторів

Т	М	Н	2500/35	
трифазний	масляний	з регулюван- ням напруги під навантажен- ням (РПН)	2500 – номінальна потужність, кВА	35 – вища напруга, кВ

Силові трансформатори характеризуються номінальними величинами потужності, напруги, струму й частоти, значення яких звичайно вказують на заводському щитку.

Номінальною потужністю називається корисна потужність, на яку розрахований трансформатор за умовами нагрівання, тобто потужність вторинної обмотки при повному (номінальному) навантаженні трансформатора при номінальних температурних умовах навколишнього середовища. Ця потужність виражається в кіловольт-амперах (кВА).

Номінальною напругою первинної і вторинної обмоток називається напруга на затискачах цих обмоток у режимі холостого ходу.

Номінальними струмами трансформатора називаються вказані в паспорті значення струмів обмоток, при яких допускається тривала нормальна робота трансформатора.

Номінальні струми трансформатора можуть бути розраховані за відповідними значеннями номінальної потужності та номінальної напруги:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Основними частинами трансформаторів є: осердя, обмотка, бак (для трансформаторів із заповненням) й вивідні ізолятори.

Осердя набирають з листів трансформаторної сталі товщиною 0,35 або 0,5 мм, ізольованих один від одного масляним лаком. Стрижні магнітопроводу стягаються шпильками.

Обмотки, виконані з проводу прямокутного або круглого перерізу, ізолюють кабельним папером і концентрично встановлюють на стрижні магнітопроводу. Обмотки нижчої напруги розміщують близько до стрижня, а обмотки вищої напруги – над ними. Для поліпшення умов охолодження між обмотками залишають канал шириною 5-8 мм.

Конструкція бака трансформатора визначається потужністю та умовами його охолодження. Тому в експлуатації зустрічаються трансформатори, що мають баки з гладкою і ребристою поверхнею з додатковими радіаторами і без них.

Ряд деталей трансформатора розташовують на кришці бака. Основними з них є вивідні ізолятори вищої і нижчої напруги, маслорозширювач, вихлопна труба, термометр та т.д. Маслорозширювач призначений для компенсації температурної зміни об'єму масла і обмеження площі поверхні масла, що стикається з повітрям. У трубі, що з'єднує маслорозширювач з баком, встановлюють газове реле і запірний кран для перекриття маслопроводу.

Для уповільнення старіння масла застосовують термосифонний фільтр. Внутрішню порожнину фільтра заповнюють адсорбентом - речовиною, здатною поглинати продукти окислювання масла. У якості адсорбенту використовують силікагель або активованій окис алюмінію.

Для обмеження зволоження масла при попаданні вологого повітря, в розширниках встановлюють повітряосушувачі. Їх встановлюють таким

чином, щоб повітря, що засмоктується при зниженні рівня масла, проходило через шар адсорбенту - силікагелю. Для того щоб адсорбент не стикався із зовнішнім повітрям постійно і не воложився без потреби, повітряосушувачі обладнуються гідравлічним затвором, що пропускає повітря тільки в необхідному для «дихання» трансформатора кількості. Для визначення ступеня зволоження адсорбенту його офарблюють у розчині хлористого кобальту. Сухий силікагель має яскраво-блакитний колір. У міру зволоження він становиться спочатку бузковим, потім рожевим, а при граничному зволоженні – брудно-білим.

Надійність трансформаторів напругою 6-10 кВ характеризується числом пошкоджень за рік на кожні 500 штук. Дані експлуатації показують, що число пошкоджень таких трансформаторів не перевищує 3%. Такий відносно високий рівень надійності силових трансформаторів можна пояснити, по-перше, відсутністю в них рухомих частин, а по-друге, високою достовірністю результатів контролю рідких діелектриків.

Приблизний розподіл пошкоджень між окремими елементами трансформаторів такий:

- у головній ізоляції - 7%;
- у поздовжній ізоляції - 60%;
- у перемикачах - 7%;
- у магнітопроводах - 2%;
- у вводах - 7%;
- у відводах - 8%;
- у баках та прокладках - 7%;
- у системах охолодження - 2%.

Таким чином, найбільш слабким місцем трансформатора є ізоляція.

## 2.2 Контроль технічного стану трансформаторів

### Зовнішній огляд

При огляді трансформаторів повинні бути перевірені:

- а) показання термометрів;
- б) стан кожухів трансформаторів і відсутність течі масла, відповідність рівня масла в розширнику температурній позначці;
- в) стан маслоохолоджуючих і маслосбірних пристроїв, а також ізоляторів;
- г) стан ошиновування кабелів, відсутність нагрівання контактних з'єднань;
- д) справність пристроїв сигналізації й пробивних запобіжників;
- е) стан мережі заземлення;
- ж) стан маслоочисних пристроїв безперервної регенерації масла, термосифонних фільтрів і вологовбирних патронів;
- з) стан трансформаторного приміщення.

## Перевірка стану ізоляції

Внутрішня ізоляція трансформаторів являє собою складне сполучення твердих (папір, картон, кіперна стрічка) і рідких діелектриків, зміна фізико-хімічних властивостей яких у процесі експлуатації відбувається неоднаково. Тому для своєчасного виявлення погіршення стану окремих елементів ізоляції проводять комплекс вимірювань, за результатами яких й робиться остаточна їх оцінка

### Опір ізоляції

Опір ізоляції обмоток силових трансформаторів вимірюють за схемами, наведеними у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Схема вимірювання характеристик ізоляції трансформаторів

Двохобмоточні трансформатори		Триобмоточні трансформатори	
Обмотки, на яких здійснюють вимірювання	Заземлюються частини трансформатора	Обмотки, на яких здійснюють вимірювання	Заземлюються частини трансформатора
НН	Бак, ВН	НН	Бак, СН, ВН
ВН	Бак, НН	СН	Бак, ВН, НН
ВН+НН	Бак	ВН	Бак, НН, СН
		ВН+СН	Бак, НН
		ВН+СН+НН	Бак

Вимірювання виконують мегомметром напругою 2500 В з верхньою межею вимірювання не менше 10 000 Мом. Відлік показання здійснюється через 15 і 60 с після подавання напруги до випробуваної ізоляції. Для трансформаторів напругою до 35 кВ, що знов вводяться, залитих маслом, значення опору ізоляції повинно бути не нижче значень, зазначених у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Найменші припустимі значення опору ізоляції  $R_{60}$  обмоток трансформатора в маслі, МОм

Потужність трансформатора	Температура обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 кВА включно	450	300	200	130	90	60	40

Для перерахування значення обмірюваного опору ізоляції до стандартних умов використовують коефіцієнти перерахування  $K_2$ , наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт перерахування опору  $K_2$ 

Різниця температур, $\Delta\theta, ^\circ\text{C}$	1	2	3	4	5	10	15	20	30	40
Коефіцієнт перерахування опору, $K_2$	1,04	1,08	1,13	1,17	1,23	1,5	1,84	2,25	3,4	5,1

Для сухих силових трансформаторів опір  $R_{60}$  при температурі 20-30 $^\circ\text{C}$  повинний бути не нижче значень, указаних у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Найменші припустимі значення опорів ізоляції  $R_{60}$  обмоток сухих силових трансформаторів

Номінальна напруга трансформаторів, кВ	Опір ізоляції, МОм
До 1	100
1 – 6	300
Більше 6	500

В умовах експлуатації опір ізоляції  $R_{60}$  не нормується, але повинен враховуватися при комплексному розгляді результатів випробувань.

### Коефіцієнт абсорбції

У тому випадку, якщо опір ізоляції нижче приведених норм або його значення знизилось більш ніж на 30% у порівнянні із заводськими даними і є підозра щодо зволоження ізоляції трансформатора, визначають коефіцієнт абсорбції:

$$R_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}},$$

де  $R_{15}$  - значення опору ізоляції, відлічене через 15 с після подачі напруги;

$R_{60}$  - значення опору ізоляції, відлічене через 60 с.

Мінімально припустимі значення коефіцієнта абсорбції для трансформатора потужністю менше 10000 кВА і напругою до 35 кВ включно при температурі 10-30 $^\circ\text{C}$  повинні бути не менше 1,3. У трансформаторів, зволжених або з дефектом ізоляції, це відношення наближається до 1,0. У цьому разі необхідно провести додаткове випробування ємнісними методами і вимірювання  $\text{tg}\delta$ .

### Діелектричні втрати

Вимірювання діелектричних утрат ( $\text{tg}\delta$ ) виконують в тієї ж послідовності й за тими же схемами, що й при вимірюванні опору ізоляції (табл. 2.6). Вимірювання здійснюють мостами типу МД-16, Р-595 за переверненою схемою. Схема зовнішніх з'єднань подана на рис. 1. Всі виводи

обмоток, що не беруть участь у вимірюваннях, замикають накоротко і з'єднують з корпусом трансформатора. Схема подавання випробувальної напруги ідентична схемі випробування електроустановок підвищеною напругою.

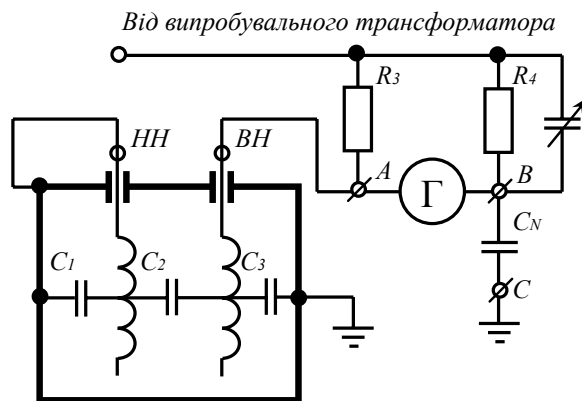


Рисунок 2.1 – Схема вимірювання діелектричних втрат в ізоляції трансформаторів

Для трансформаторів, залитих мастилом, напругою до 35 кВ включно, значення  $\text{tg}\delta$ , виміряне при контролі і приведене до температури вимірювання на заводі, повинно бути не вище значень, указаних у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Найбільші припустимі значення  $\text{tg}\delta$  ізоляції обмоток у мастилі

Температура, $^{\circ}\text{C}$	10	20	30	40	50	60	70
$\text{tg}\delta$	1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0

### Перевірка опору обмоток

Контроль опору обмоток постійного струму проводять для виявлення дефектів в електричній частині трансформатора. До таких дефектів відносяться:

- недоброякісне паяння обмотки;
- недоброякісне паяння в приєднанні відводів;
- погіршення стану контактів перемикаючого пристрою;
- обриви окремих проводів в обмотках, виконаних із декількох паралельних проводів, та т.п.

При контролі вимірюють лінійні опори на всіх відгалуженнях фазних обмоток. Якість приєднання нульового проводу перевіряється вимірюванням одного з фазних опорів.

Вимірювання опору засновано на законі Ома:

$$R = \frac{\Delta U}{I},$$

тобто за даними вимірювання падіння напруги на обмотці та величини струму, що протікає по ній. Вимірювання звичайно проводиться за методом амперметра-вольтметра (рис. 2.2).

Щоб уникнути нагрівання обмотки і внесення помилок у результати вимірювання, струм при вимірюваннях не повинен перевищувати 20% значення номінального струму обмотки. У якості джерела живлення застосовують акумуляторні батареї, напруга яких звичайно не перевищує 15 В. При підключенні батареї на обмотку необхідне значення струму встановлюється не відразу, а залежно від величини індуктивності за час 20-60 с та більш. Якщо показання мілівольтметра нестійкі, то при вимірюваннях обмотку сусідньої фази слід закоротити.

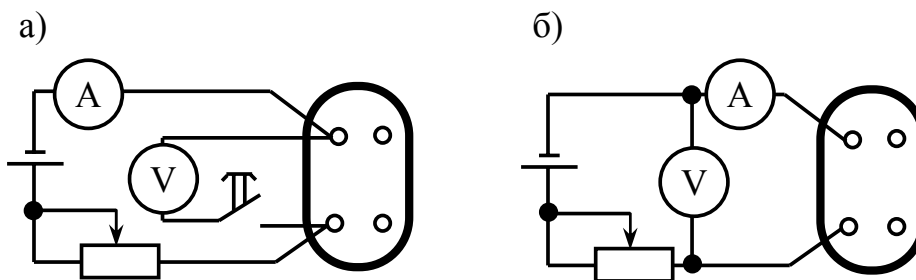


Рисунок 2.2 – Схема вимірювання опору обмоток трансформатора постійному струму:

*а* – малі опори, *б* – великі опори

Для вимірювання падіння напруги застосовуються прилади магнітоелектричної системи класу точності 0,2-0,5. При цьому використовуються вольтметри з межами вимірювання від 45 мВ до 3 В і амперметри з межею вимірювання до 30 А.

Опір сполучних проводів, що приєднуються до мілівольтметра, не повинен перевищувати 0,5% опору обмотки. Приєднання цих проводів до виводів трансформатора повинно робитися роздільно від проводів струмового кола.

При вимірюваннях повинен дотримуватися певний порядок операцій. Так, вольтметр під'єднують до схеми вимірювання тільки при сталому значенні струму, а відключення його - до відключення струму. Невиконання такої послідовності може привести до пошкодження вольтметра.

Вимірюване значення лінійного опору можна перерахувати за формулами: для обмоток, з'єднаних зіркою

$$R_{\phi} = \frac{R_{\text{вимір}}}{2},$$

а для випадку з'єднання обмоток трикутником

$$R_{\phi} = \frac{3}{2} R_{\text{вимір}},$$

де  $R_\phi$  - фазний опір;

$R_{\text{изм}}$  - обмірюваний опір між лінійними виводами.

Результати вимірювань вважаються задовільними, якщо фазні значення опорів однієї та тієї ж обмотки відрізняються один від одного не більш ніж на 2%. У тих випадках, коли потрібна підвищена точність вимірювання опору, застосовують мости постійного струму з вбудованими гальванометрами типу Р-333. Мости дозволяють проводити вимірювання опору від  $10^{-6}$  до  $10^6$  Ом.

### Визначення коефіцієнта трансформації

Під коефіцієнтом трансформації розуміють відношення ЕРС, що наводяться у первинній та вторинній обмотках трансформатора основним магнітним потоком:

$$n = \frac{E_1}{E_2} = \frac{\pi\sqrt{2}f\omega_1\Phi_T}{\pi\sqrt{2}f\omega_2\Phi_T} = \frac{\omega_1}{\omega_2},$$

де  $\omega_1$  і  $\omega_2$  - число витків обмоток вищої та нижчої напруг відповідно.

При холостому ході трансформатора  $E_1 \approx U_1$  та  $E_2 \approx U_2$ . Отже коефіцієнт трансформації можна подати у вигляді

$$n_T = \frac{E_1}{E_2} \approx \frac{U_1}{U_2}.$$

Приведені співвідношення справедливі для однофазних трансформаторів і для фазних коефіцієнтів трифазних трансформаторів. При вимірюванні ж лінійних коефіцієнтів трансформації ці співвідношення справедливі тільки при однакових з'єднаннях обмоток (Y/Y,  $\Delta/\Delta$ ). Для інших сполучень з'єднання обмоток приведені рівності мають такий вигляд:

- для з'єднання за схемою зірка-трикутник

$$n_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3}U_{1\phi}}{U_{2\phi}} = \sqrt{3} \frac{\omega_1}{\omega_2};$$

- для з'єднання за схемою трикутник-зірка

$$n_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{U_{1\phi}}{\sqrt{3}U_{2\phi}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\omega_1}{\omega_2}.$$

Для визначення коефіцієнта трансформації використовують метод двох вольтметрів, компенсаційний метод і метод зразкового трансформатора (диференціальний).

Принципова схема вимірювання коефіцієнта трансформації методом двох вольтметрів подана на рисунку 2.3. Напруга при вимірюваннях підводиться до виводів обмотки вищої напруги. Величина напруги може бути довільною, але уникнути вимірювання на нелінійній ділянці кривої намагнічування, його величина мусить бути не менше 0,01  $U_N$ . Звичайно коефіцієнт трансформації визначають при нарузі, рівній (0,02-0,1)  $U_N$  обмоток вищої напруги.

Для вимірювання коефіцієнта трансформації трифазних



трансформаторів на виводи вищої напруги подають симетричну напругу від трифазної мережі змінного струму (рис. 2.4).

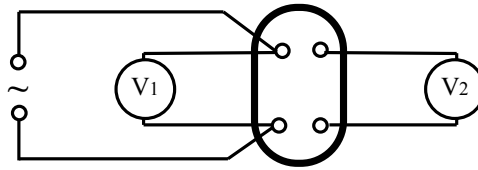


Рисунок 2.3 – Схема вимірювання коефіцієнта трансформації

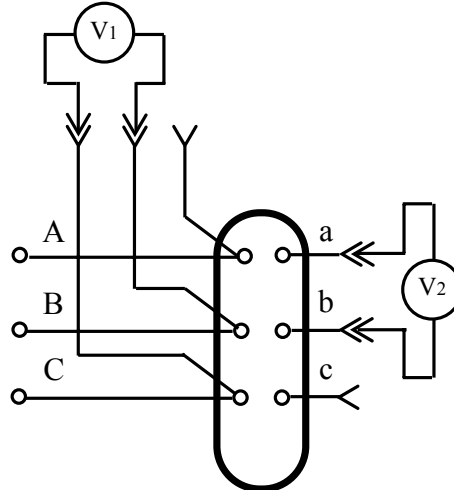


Рисунок 2.4 – Схема вимірювання коефіцієнта трансформації трифазних трансформаторів

Коефіцієнт трансформації визначають як

$$n_{AB} = \frac{U_{AB}}{U_{ab}}; \quad n_{BC} = \frac{U_{BC}}{U_{bc}}; \quad n_{CA} = \frac{U_{CA}}{U_{ca}}.$$

Вимірювання проводять для усіх фаз і на всіх відгалуженнях обмотки.

Середнє значення коефіцієнта трансформації

$$n_T = \frac{n_{AB} + n_{BC} + n_{CA}}{3}.$$

Обмірюваний коефіцієнт трансформації однієї фази не повинен відрізнятися більш ніж на 2% від коефіцієнтів трансформації, отриманих на цьому ж відгалуженні для інших фаз і від величини, наведеної в паспорті трансформатора.

#### Перевірка групи з'єднання обмоток

Групою з'єднання умовно називають зсув фаз між ЕРС первинних і вторинних обмоток. У трифазних трансформаторах група з'єднань визначається як зсув фаз між лінійними напругами. Через те, що цей зсув може змінюватися від 0 до 360°, а кратність зсуву складає 30°, то для позначення групи з'єднань вибирають ряд чисел від 0 до 11, у якому кожна одиниця відповідає куту зсуву 30°.

Група з'єднання обмоток трансформаторів має велике значення при вмиканні їх на паралельну роботу, оскільки при вмиканні трансформаторів

різних груп з'являються зрівняльні струми, що на багато разів переважають номінальні.

Перевірку групи з'єднання може робити методом фазометра, методом двох вольтметрів, методом постійного струму.

#### Визначення групи з'єднання обмоток методом фазометра

Визначення групи з'єднання обмоток фазометром проводять за схемою (рис. 2.7).

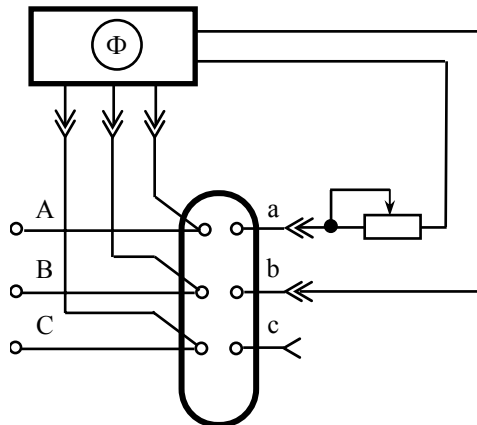


Рисунок 2.7 – Схема визначення групи з'єднання трансформаторів за допомогою фазометра.

Струмову обмотку однофазного фазометра підключають через реостат до виводів однієї з обмоток, а обмотку напруги - до однойменних виводів іншої обмотки випробуваного трансформатора. До цієї ж обмотки подають змінну напругу, достатню для роботи фазометра, що показує кут зсуву між векторами напруг обмоток

При визначенні групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів роблять не менше двох вимірювань для різних пар лінійних виводів.

#### Визначення групи з'єднання обмоток методом двох вольтметрів

Визначення групи з'єднання цим методом роблять за схемами (рис. 2.8).

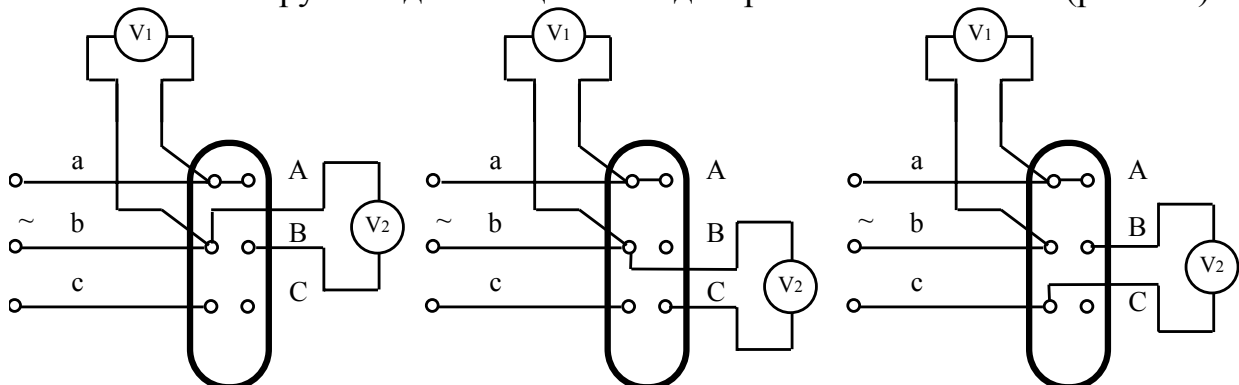


Рисунок 2.8 – Схема визначення групи з'єднання обмоток трансформатора методом двох вольтметрів

При визначенні виводи «А» і «а» випробуваного трансформатора з'єднують разом. До однієї з обмоток (наприклад, ав) випробуваного трансформатора підводять змінну напругу порядку 220 В. Вимірювання виконують між виводами в—В, в—С та с—В при випробуваннях трифазних трансформаторів і виводами х—Х при випробуванні однофазних трансформаторів.

Виміряну напругу порівнюють з відповідними розрахунковими напругами, обчисленими за формулами, приведеними у спеціальних таблицях. У табл. 2.6 для прикладу наведені розрахункові формули для нульової та одинадцятої груп.

У таблиці 2.6  $U_{HH}$  - лінійна напруга на виводах обмотки нижчої напруги, а  $n$  - лінійний коефіцієнт трансформації.

Якщо обмірювані й розрахункові значення зазначених напруг відповідно рівні (у межах допуску на коефіцієнти трансформації та точності вимірювань), то групу вважають правильною.

Таблиця 2.6 – Розрахункові формули для визначення груп з'єднання обмоток трансформаторів

Група	$U_{b-B}$	$U_{\phi-C}$	$U_{c-B}$	Можливі з'єднання
0	$U_{HH}(n-1)$	$U_{HH}\sqrt{1-n+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1-n+n^2}$	Y/Y, $\Delta/\Delta$
11	$U_{HH}\sqrt{1-\sqrt{3}\cdot n+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1+n^2}$	$U_{HH}\sqrt{1-\sqrt{3}\cdot n+n^2}$	Y/ $\Delta$ , $\Delta/Y$ , Y/Z

#### Визначення групи з'єднання обмоток методом постійного струму

Принцип перевірки групи з'єднання обмоток постійним струмом полягає в тому, що за умовно прийнятою полярністю виводів обмотки вищої напруги за допомогою гальванометра визначається полярність виводів обмотки нижчої напруги.

Перевірку групи однофазних трансформаторів проводять за схемою (рис. 2.9). В обмотку низької напруги включають гальванометр або вольтметр з нулем у центрі шкали, а в обмотку вищої напруги подають постійний струм від батареї. Якщо плюс джерела та гальванометра приєднані до однополярних затискачів, то стрілки гальванометра при вмиканні струму відхиляються вправо, а при відключенні - вліво, вектори напруг обмоток вищої і нижчої напруг збігаються, й трансформатор належить до нульової групи. Для шостої групи відхилення стрілки гальванометра будуть протилежними. Перед початком вимірювань необхідно перевірити маркірування плюсового затискача вимірювального приладу.

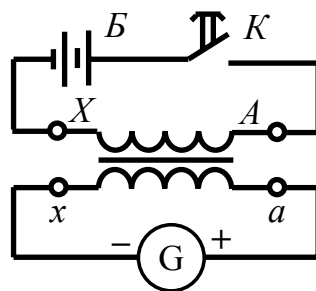


Рисунок 2.9 – Схема визначення групи з'єднання обмоток трансформатора методом постійного струму

Групу з'єднання обмоток трифазних трансформаторів визначають за схемами (рис. 1.10). При кожному вимірюванні плюс джерела живлення постійного струму підводиться послідовно до виводів А, В, С вищої напруги, а плюс гальванометра - відповідно до виводів а, b, c обмотки нижчої напруги. Напрямок відхилення стрілки приладу в момент вмикання струму записують у вигляді таблиці. При відхиленні стрілки вправо записують плюс, а при відхиленні вліво - мінус. Результати вимірювань порівнюють з даними, приведеними в довідкових таблицях. У таблиці 2.7 наведений напрямок відхилення стрілки для нульової і одинадцятої груп.

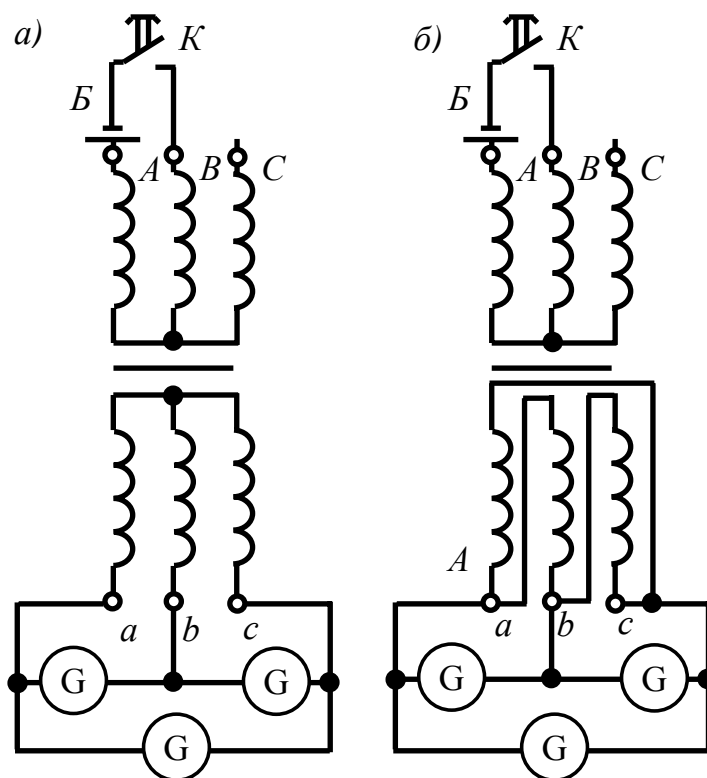


Рисунок 2.10 – Схеми визначення групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів методом постійного струму.

Таблиця 2.7 – Показання гальванометра при визначенні групи з'єднань обмоток трансформатора

Живлення, підведене до виводів	Відхилення стрілки гальванометра					
	для групи 0			для групи 11		
	a–b	b–c	c–a	a–b	b–c	c–a
AB	+	—	—	+	0	—
BC	—	+	—	—	+	0
CA	—	—	+	0	—	+

### Дослідження холостого ходу

Холостим ходом трансформатора називається такий граничний режим його роботи, при якому вторинна обмотка розімкнута і струм у ній дорівнює нулю.

Отже, втрати потужності в трансформаторі визначаються в основному втратами на гістерезис й вихрові струми:

$$P_0 \approx P_{ст}.$$

У процесі експлуатації втрати потужності при холостому ході можуть збільшитися за рахунок замикання листів сталі магнітопроводу й при порушенні ізоляції стяжних шпильок. До збільшення струму холостого ходу може привести також зменшення щільності пресування листів сталі, збільшення зазорів у стрижнях і т.п.

Вимірювання проводять за нижче наведеною схемою ( рис. 2.11). До однієї з обмоток трансформатора при розімкнутих інших підводять номінальну напругу частотою 50 Гц. При випробуваннях трифазних трансформаторів напруга повинна бути симетричною за фазами.

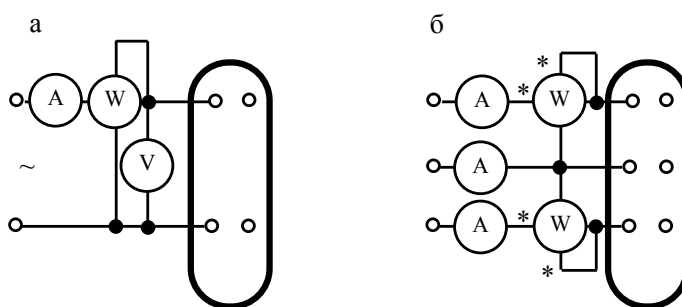


Рисунок 2.11 – Схема вимірювання втрат холостого ходу:

*а – однофазного трансформатора; б – трифазного трансформатора*

Результати вимірювання вважаються задовільними, якщо вони відрізняються від паспортних даних:

- не більш ніж на +15% для втрат потужності холостого ходу;
- не більш ніж на +30% для струму холостого ходу.

## Дослідження короткого замикання трансформатора

Дослідження короткого замикання є другим граничним режимом роботи трансформатора, що поряд із дослідженням холостого ходу дозволяє визначити параметри трансформатора при будь-якому навантаженні. При дослідженні короткого замикання вторинну обмотку трансформатора замикають накоротко, а до первинної обмотки підводять таку знижену напругу  $U_k$ , при якій в обмотках протікають номінальні струми. Ця напруга називається напругою короткого замикання і вимірюється у відсотках від номінальної

$$u_k \% = \frac{U_k}{U_H} \cdot 100\%.$$

Відповідно до ДСТ 11677-65 напруга короткого замикання  $u_k \% = (5,5-10,5)\%$ . При такій малій напрузі магнітний потік настільки незначний, що струм, що намагнічує,  $I_{0кз} = 0$ . Тому можна вважати, що сила первинної обмотки, що намагнічує, трансформатора йде лише на компенсацію сили вторинної обмотки, що намагнічує. Зневажаючи струмом, що намагнічує, при дослідженні короткого замикання, можна записати  $I_1 = -I_2$ , тобто струм первинної обмотки дорівнює приведену струму вторинної обмотки зі зворотним знаком.

При дослідженні короткого замикання трансформатора для зниження напруги використовують індукційні регулятори, трансформатори і т.д. У коло первинної обмотки включають амперметр А, вольтметр V і ватметр W (рис. 2.12). Для більшої точності вимірювання, в якості первинної використовується обмотка високої напруги. Напруга короткого замикання складає усього декілька відсотків від номінального значення, тому для обмотки високої напруги воно матиме велику величину й може бути виміряне з більш високою точністю, ніж для обмотки низької напруги. Крім того, для підвищення точності вимірювання вторинну обмотку замикають накоротко шиною з малим опором. Вмикання амперметрів та інших яких-небудь приладів у коло вторинної обмотки неприпустимо, тому що це знизить точність вимірювань.

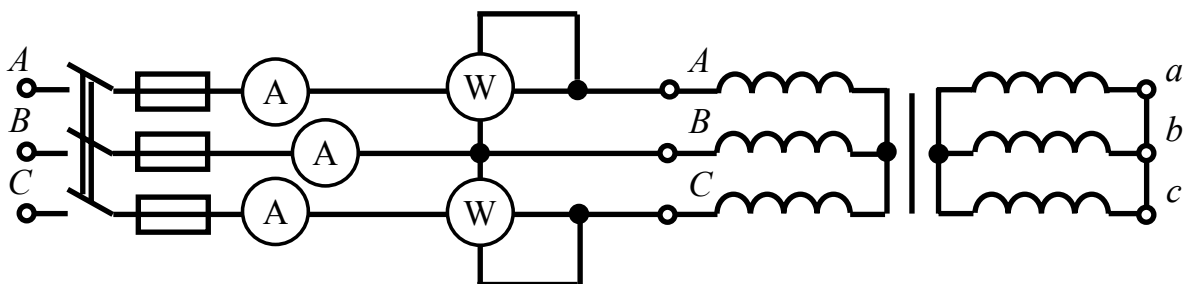


Рисунок 2.12 – Схема дослідження короткого замикання

Дослідження короткого замикання трансформатора дозволяє визначити напругу короткого замикання  $U_k$ , втрати в обмотках  $P_m$  й опори короткого

замикання  $Z_K, r_K, x_K$ .

Напругу короткого замикання визначають за показниками вольтметра при номінальному струмі трансформатора. За величину напруги короткого замикання  $U_K$  приймають середнє арифметичне значення трьох напруг:

$$U_K = \frac{U_{AB} + U_{BC} + U_{AC}}{3}.$$

Втрати в обмотках  $P_M$  визначають за показниками ватметра. При дослідженні короткого замикання корисна потужність трансформатора дорівнює нулю, а втрати потужності в сталі мізерно малі, оскільки малий магнітний потік у магнітопроводі, тому потужність  $P_x$ , споживана трансформатором, при дослідженні короткого замикання витрачається в основному на нагрівання проводів обмоток (на втрати потужності в міді  $P_M$ ):

$$P_K = P_M = I_H^2 \cdot r_K,$$

де  $I_H$  - номінальний струм первинної обмотки. Активний опір короткого замикання дорівнює  $r_K = \frac{P_K}{I_H^2}$ ; повний опір  $Z_K = \frac{U_K}{I_H}$ ; індуктивний опір  $x_K = \sqrt{Z_K^2 - r_K^2}$ .

### Перевірка перемикаючих пристроїв

Регулювання напруги трансформаторів у процесі експлуатації проводиться головним чином зміною числа витків обмотки. Для цього обмотки мають відгалуження, виведені на спеціальні перемикаючі пристрої, призначені для зміни коефіцієнта трансформації.

Залежно від типу й призначення силових трансформаторів вони можуть обладнатися пристроєм перемикання відгалужень з відключенням трансформатора від мережі (перемикач без збудження - ПБВ) або пристроєм перемикання відгалужень обмоток під навантаженням (регулювання під навантаженням - РПН). Трансформатори з перемикачем без збудження мають звичайно п'ять відгалужень для одержання чотирьох ступенів напруги відносно номінального +5; +2,5; -2,5 та -5. Трансформатори з регулюванням під навантаженням мають більше відгалужень і більш широкий діапазон регулювання.

У програму випробувань перемикаючих пристроїв входять:

- вимірювання перехідного опору контактів;
- вимірювання сили контактного натискання;
- контроль ізоляції;
- перевірка послідовності дії контактів.

Перевірка перехідного опору контактів може проводитися разом із перевіркою опору обмоток трансформатора постійного струму або автономно. Вимірювання виконують або методом амперметра-вольтметра, або за допомогою приладів, призначених для вимірювання малих опорів (мікроомметри, подвійні мости).

Вимірювання сили контактного натискання проводять за допомогою динамометра. Момент розриву контактів визначають або за загасанням контрольної лампи, включеної в коло контактів, або за звільненням щупа товщиною не більше 0,1 мм. За величину контактного натискання приймають середнє значення з трьох вимірювань. Розкид у вимірюваннях не повинен перевищувати +10% від середнього значення.

Контроль ізоляції перемикачів проводять разом із випробуванням ізоляції обмоток трансформатора.

Перевірку послідовності дії контактів проводять для перемикачів із регулюванням напруги під навантаженням. Порядок і схема визначення послідовності роботи контактів залежать від типу перемикача і доводяться в заводських інструкціях. Суть перевірки полягає в тому, що перевіряється замкнутий або розімкнутий стан контактів перемикача залежно від положення приводного механізму (вала або рейки). Визначення проводять за допомогою сигнальних ламп, включених у схему перевірки таким чином, щоб контакти перемикача управляли колом їх живлення.

Для перемикачів під навантаженням знімається кругова діаграма, що являє собою графічне віддзеркалення послідовності роботи контактора і перемикача залежно від кута повороту вертикального вала за один цикл.

Результати перевірки послідовності вмикання контактів у сполученні з обмірюваними опорами постійного струму й коефіцієнтами трансформації дозволяють зробити остаточний висновок про придатність трансформатора до подальшої експлуатації.



## Список джерел

1. Дьяков Є. Д. Визначення місць пошкодження в силових кабелях: навч. посібник / Є. Д. Дьяков, А. В. Хитров. – Харків: ХНАМГ. – 2006.
2. Соколов Б. А. Монтаж электрических установок. / Б. А. Соколов, Н. Б. Соколова. – Москва : ЭАИ, 1991.
3. Мусаэлян Э. С. Наладка и испытания электрооборудования электростанций и подстанций. – Москва : ЭАИ, 1986
4. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання: навч. посібник. / В. М. Буряк. – Харків: ХДАМГ, 2001.
5. Грудинский П. Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. / П. Г. Грудинский, С. А. Мандрыкин, М. С. Улицкий. – Москва : «Энергия», 1974.
6. Правила устройства электроустановок. – Москва : Атомэнергоиздат, 1998.
7. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: Навч. посібник. / В. А. Лушкін, І. Г. Абраменко, І. В. Барбашов та ін. – Харків : ХНАМГ. – 2012.
8. Хитров А. В. Монтаж, наладка і експлуатація електрообладнання. : конспект лекцій / А. В. Хитров; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва. – Харків : ХНУМГ, 2013.

*Навчальне видання*

Методичні вказівки

до самостійного вивчення курсу

## **ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

*(для студентів заочної форми навчання  
за напрямом підготовки "Будівництво" зі спеціалізації  
"Технічне обслуговування, ремонт та реконструкція будівель")*

Укладачі: **ХИТРОВ** Анатолій Васильович  
**ПОЛІЩУК** Оксана Юріївна  
**РУМ'ЯНЦЕВ** Дмитро Валерійович

Відповідальний за випуск *О. М. Ляшенко*

Редактор *З. І. Зайцева*

Комп'ютерне верстання *Д. В. Рум'янцев*

План 2013, поз. 216 М

---

Підп. до друку 04.11.2013  
Друк на ризографі.  
Зам. №

Формат 60x84/16  
Ум. друк. арк. 2,4  
Тираж 50 пр.

Видавець і виготовлювач:  
Харківський національний університет  
міського господарства імені О. М. Бекетова,  
вул. Революції, 12, Харків, 61002  
Електронна адреса: [rectorat@kname.edu.ua](mailto:rectorat@kname.edu.ua)  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:  
ДК № 4705 від 28.03.2014 р.